

форма 10

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер  
ОАО «СН-МНГ»



\_\_\_\_\_ А.М. Пятаев  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Задание на проектирование № 22-15  
«Обустройство Западно-Асомкинского месторождения. Куст скважин №75»

1.	<b>Наименование объекта</b>
	Обустройство Западно-Асомкинского месторождения. Куст скважин №75
2.	<b>Географическое положение объекта</b>
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район, Западно-Асомкинский лицензионный участок.
3.	<b>Основание для проектирования</b>
	План капитального строительства ОАО «СН-МНГ».
4.	<b>Заказчик</b>
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).
5.	<b>Разработчик проектной документации</b>
	Определяется в результате тендера.
6.	<b>Требования к проектной организации</b>
	Наличие свидетельств о допуске к производству работ по проведению инженерных изысканий и подготовке проектной документации, выданных саморегулируемыми организациями, наличие сертификата соответствия требованиям ГОСТ ИСО 9001-2011.
7.	<b>Вид строительства</b>
	Капитальное строительство.
8.	<b>Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию</b>
	2017 год.
9.	<b>Стадия проектирования</b>
	Проектная документация. Рабочая документация.
10.	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
11.	<b>Потребность в инженерных изысканиях</b>
	<p>Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания для расширения технологической площадки согласно СП 47.13330.2012, СП 11-104-97, СП 11-105-97, СП 11-102-97, с размещением всего необходимого оборудования, трасс нефтесборных сетей, высоконапорных водоводов, ВЛ-6кВ, автодорог.</p> <p>Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемой трассы коммуникации (глубины их залегания и диаметров), объекты и рельеф.</p> <p>Обязательно согласовать:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- задание на инженерные изыскания и местоположение трассы с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»;</li><li>- полноту снятых коммуникаций и демонтируемые трубопроводы с эксплуатирующей службой;</li><li>- представить в электронном виде и на бумажном носителе документацию по планировке территории в соответствии с законодательством Российской Федерации в системе координат НВР и Балтийской системе высот в формате Mapinfo.</li></ul>

12.	<b>Требования по вариантной проработке и формированию ОТР</b>																			
	Не требуется.																			
13.	<b>Требования к выделению пусковых комплексов</b>																			
	Предусмотреть независимые этапы строительства.																			
14.	<b>Основные технико-экономические показатели и состав объекта проектирования</b>																			
	<p><b><u>Куст скважин № 75:</u></b></p> <div style="display: flex; justify-content: flex-end; align-items: flex-start;"> <div style="text-align: right; padding-right: 10px;">           всего скважин            добывающих            нагнетательных (с отработкой)         </div> <div style="text-align: left;">           - 12 скв.            - 7 скв.            - 5 скв.         </div> </div> <p><b>Коммуникации:</b></p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center;">Наименование участка</th><th style="text-align: center;">Длина, км</th><th style="text-align: center;">Примечание</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин №75</td><td style="text-align: center;">0,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr> <tr> <td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 75 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)</td><td style="text-align: center;">0,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr> <tr> <td>В Л 6кВ №2 на куст скважин №75 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)</td><td style="text-align: center;">4,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr> <tr> <td>Нефтегазопровод к.75 - т.вр.к.39 (Приложение № 1 к ТУ)</td><td style="text-align: center;">2,4</td><td>Возможна корректировка</td></tr> <tr> <td>Высоконапорный водовод т.вр. к.39 - к.75 (Приложение № 1 к ТУ)</td><td style="text-align: center;">2,4</td><td>Возможна корректировка</td></tr> </tbody> </table> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 5 к ТУ;</li> <li>- Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины представлены в Приложении №6 к ТУ;</li> </ul>		Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин №75	0,3	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 75 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)	0,3	Возможна корректировка	В Л 6кВ №2 на куст скважин №75 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)	4,5	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.75 - т.вр.к.39 (Приложение № 1 к ТУ)	2,4	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр. к.39 - к.75 (Приложение № 1 к ТУ)	2,4	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																		
Дорога внутрипромысловая до куста скважин №75	0,3	Возможна корректировка																		
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 75 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)	0,3	Возможна корректировка																		
В Л 6кВ №2 на куст скважин №75 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2 к ТУ)	4,5	Возможна корректировка																		
Нефтегазопровод к.75 - т.вр.к.39 (Приложение № 1 к ТУ)	2,4	Возможна корректировка																		
Высоконапорный водовод т.вр. к.39 - к.75 (Приложение № 1 к ТУ)	2,4	Возможна корректировка																		
15.	<b>Требования к техническим решениям</b>																			
	<p>15.1. Проект должен соответствовать достижениям науки, новой технике и технологии и обеспечивать эффективность капитальных вложений, экономного расходования материально-технических ресурсов.</p> <p>15.2. При проектировании размещение ограждения выполнить с учётом существующих коммуникаций.</p> <p>15.3. Расположение объектов на генеральном плане предварительно согласовать с Заказчиком.</p> <p>15.4. Рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применениям труб отечественного производства.</p> <p>15.5. При проектировании руководствоваться техническими условиями на разработку проектно-сметной документации.</p> <p>15.6 При нахождении кустовой площадки в водоохранной зоне и на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком.</p> <p>15.7 При проектировании руководствоваться требованиями технических условий. Приложение №1</p> <p>15.8 В проектной документации и на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;</p>																			

16.	<b>Особые условия.</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустовой площадки, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.</li> <li>- Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</li> <li>- Оформить схему расположения объекта и согласовать её с представителями коренных малочисленных народов т.к. кустовая площадка №75 расположена в пределах границ территорий традиционного природопользования.</li> <li>- Запросить справку об отсутствии мест историко-культурного наследия в границах проектируемого объекта.</li> <li>- Предусмотреть строительство шламового амбара, как объекта накопления (временного складирования) с последующей переработкой отходов бурения (бурового шлама) на месте производства работ. Срок накопления отходов бурения не должен превышать 6 месяцев с момента образования.</li> <li>- Новое строительство.</li> <li>- Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком.</li> <li>- Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации.</li> <li>- Максимально использовать материалы и оборудование при проектировании, исходя из наличия их в ОАО «СН-МНГ».</li> <li>- При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобьрыбвод».</li> <li>- Получение экспертного заключения по результатам санитарно-эпидемиологической экспертизы в территориальном Управлении Роспотребнадзора на «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»;</li> <li>- на основании раздела 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды», оформлять отдельной книгой с титульным листом «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»;</li> <li>- согласовать в Управление Роспотребнадзора «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) ЗВ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей»;</li> <li>- передать в Департамент ЭБ и ООС согласованный «Проект предельно допустимых выбросов ПДВ загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей» с приложением всех необходимых согласований непосредственно после завершения согласования и в срок до начала строительства объекта.</li> <li>- Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или поленицы и отделена противопожарной минерализованной полосой шириной не менее 1,4 метра (ППБ в лесах, п.19).</li> <li>- При проведении работ по геологическому изучению недр и разработке месторождений полезных ископаемых в период пожароопасного сезона в лесах требуется: <ul style="list-style-type: none"> <li>а) содержать территории, отведенные под буровые скважины и другие сооружения, в состоянии, свободном от древесного мусора и иных горючих материалов: проложить по границам этих территорий противопожарную минерализованную полосу шириной не менее 1,4 метра и содержать ее в очищенном от горючих материалов состоянии;</li> <li>б) полностью очистить от лесных насаждений территорию в радиусе 50 метров от пробуриваемых и эксплуатируемых скважин (при эксплуатации нефтяных и газовых скважин по закрытой системе - в радиусе 25 метров). (ППБ в лесах п.33).</li> </ul> </li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Для размещения пожарной техники на въезде на кустовую площадку следует предусмотреть площадку размером 20х20м.</li> <li>- Перед входом в ГЗУ выполнить трафаретом предупредительную надпись «Перед входом провентилировать в течение 20 минут», информационный стенд с нанесенными знаками М-06,М-01, W-09,Р-02,М-04, Р 06,М-02,М-05,М- 07, W-09, W-01, W-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);</li> <li>- перед входом в БГ информационный стенд с нанесенными знаками W-09,Р- 02, М-07(№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001);</li> <li>- перед входом на площадку обслуживания станции управления W-08, W-09 Р-02 (№ знака согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001).</li> </ul>
17.	<b>Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям</b>
	Не требуется.
18.	<b>Требования к режиму безопасности и гигиене труда</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНиП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.</li> <li>- Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов» и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 . При разработке учесть нормативные требования СП 12-136-2002, СП 2.2.1.1312-03, СП 2.2.2.1327-03, СанПиН 2.2.3.1384-03, СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002 (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность).</li> </ul>
19.	<b>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</b>
	Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
20.	<b>Требования по выполнению исследований и актуализации нормативных документов</b>
	Не требуется.
21.	<b>Требования к составу и оформлению рабочей документации</b>
	<p>21.1. Комплектность и вид – в соответствии с Градостроительным кодексом (ст. 48), требованиями ст. 15 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ.</p> <p>21.2. Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2009.</p> <p>21.3. Комплект рабочей документации должен содержать лист «Перечень основных комплектов чертежей», в перечне перечисляются комплекты рабочей документации.</p> <p>21.4. В составе Рабочей документации разработать «Технологическую последовательность работ при возведении объекта», данные для разработки запросить у Заказчика.</p>
22.	<b>Состав демонстрационных материалов</b>
	Не требуется.
23.	<b>Материалы, представляемые Заказчиком</b>
	Приложение №1 – технические условия для разработки рабочей документации по объекту. Приложение №2 – Требования к сметной документации УКСиРО ОАО «СН-МНГ».
24.	<b>Срок выдачи проекта</b>

	Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.
25.	<b>Срок выдачи тендерной документации</b>
	В течении 7 дней после устранения замечаний по результатам внутренней экспертизы Заказчика (если отсутствуют требования к внешним экспертизам) и 7 дней после положительного заключения внешних экспертиз.
26.	<b>Количество экземпляров РД/ПД</b>
	Документацию предоставить: - на бумажном носителе в 4-х экземплярах; - в электронном виде в формате «Adobe Acrobat» - 1 экземпляр, AutoCAD- 1 экземпляр.
27.	<b>Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов</b>
	При составлении ведомостей и спецификаций материалов и оборудования применять кодировку по номенклатурным справочникам Заказчика. В составе рабочей документации дополнительно отдельной книгой выпускаются заказные спецификации с полным по объектным перечнем ТМЦ ( в том числе объектная ведомость металлопроката), с разделением оборудования и материалов на поставку заказчика/подрядчика и предоставлением данных спецификаций заказчику в формате Microsoft XL (предоставлять Заказчику на начальном этапе проектирования).
28.	<b>Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР</b>
	Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации, дополнительно руководствуясь требованиями к сметной документации УКСиРО ОАО «СН-МНГ» (Приложение №2). Сметную документацию выполнить в электронном виде в формате «Гранд-смета» (расширение *.arg, .xml и .xls). Исходные данные запросить отдельно.
29.	<b>Правила представления, рассмотрения и принятия РД/ПД</b>
	Согласовать проектные решения с Заказчиком. Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ». Рабочая документация на бумажном носителе предоставляется только после согласования со службами ОАО «СН-МНГ» и эксплуатирующими организациями и предоставления подписанного акта преднадзора.
30.	<b>Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании</b>
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
31.	<b>Перечень согласований с федеральными надзорными органами</b>
	Получение всех согласований (в т.ч. со службами ОАО «СН-МНГ» и энергоснабжающей организацией) и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, с подписанием акта преднадзора. Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ». Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ.
32.	<b>Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ</b>
	Не требуется.
33.	<b>Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР</b>
	Расчет сметной стоимости строительства объекта выполнить в соответствии с действующей



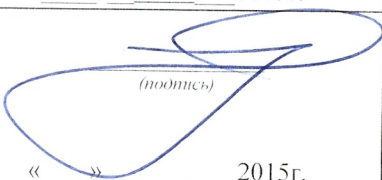
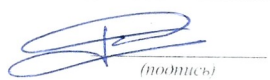
нормативно-технической документацией Российской Федерации.  
Выполнить расчет стоимости ликвидации объекта, сформировать отдельным томом в составе рабочей документации.  
Расчет стоимости работ согласно приложению (в формате ОАО «НК «Роснефть»)  
включить в состав пояснительной записки.  
Сметную документацию выполнить в электронном виде в форматах: Гранд-смета, \*.agr, \*.xml, \*.xls.

Исполнитель: инженер I кат. ООПИР УКСиРО



Н.Н. Мошин

**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
**к заданию на проектирование**  
**«Обустройство Западно-Асомкинского месторождения нефти. Куст скважин №75».**

Директор по капитальному строительству  (подпись) Д.А. Николаев      "    "    2015г.	Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений  (подпись) И.Г. Тухфатуллин      «    »    2015г.
Главный инженер АНГДУ  (подпись) В.В.Евдокимов      "    "    2015г.	Начальник департамента производственного контроля, охраны труда, пожарной безопасности, гражданской обороны и предупреждения чрезвычайных ситуаций  (подпись) А.В. Финк      "    "    2015г.
Начальник УКСиРО  (подпись) Е.В. Лешенко      «    »    2015г.	Начальник ООПИР УКСиРО  (подпись) С.Н. Бабкин      " 02" 02 . 2015г.
 (подпись) «    »    2015г.	 (подпись) «    »    2015г.
 (подпись) «    »    2015г.	 (подпись) «    »    2015г.

УТВЕРЖДАЮ:

Директор по перспективному развитию  
производства и обустройству  
месторождений ОАО «СН-МНГ»

И.Г. Тухфатуллин

2014 г.

Технические условия  
на выполнение ПСД по объекту:  
«Обустройство Западно-Асомкинского месторождения нефти.  
Куст скважин № 75».

куст скважин № 75».

1.	<b>Наименование объекта</b>																		
	Обустройство Западно-Асомкинского месторождения нефти. Куст скважин № 75.																		
2.	<b>Географическое положение объекта</b>																		
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район, Западно-Асомкинский лицензионный участок.																		
3.	<b>Основание для проектирования</b>																		
	Производственная программа бурения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».																		
4.	<b>Заказчик</b>																		
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).																		
5.	<b>Вид строительства</b>																		
	Капитальное строительство.																		
6.	<b>Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию</b>																		
	2017г.																		
7.	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>																		
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.																		
8.	<b>Состав проектируемого объекта:</b>																		
	<b><u>Куст скважин № 75 – 12 скважин:</u></b>																		
	<table><tr><th>Наименование участка</th><th>Длина, км</th><th>Примечание</th></tr><tr><td>Дорога внутрипромысловая до куста скважин №75</td><td>0,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 75 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>0,3</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №75 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)</td><td>4,5</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Нефтегазопровод к.75 - т.вр.к.39 (Приложение № 1)</td><td>2,4</td><td>Возможна корректировка</td></tr><tr><td>Высоконапорный водовод т.вр. к.39 – к.75 (Приложение № 1)</td><td>2,4</td><td>Возможна корректировка</td></tr></table>	Наименование участка	Длина, км	Примечание	Дорога внутрипромысловая до куста скважин №75	0,3	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 75 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,3	Возможна корректировка	ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №75 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	4,5	Возможна корректировка	Нефтегазопровод к.75 - т.вр.к.39 (Приложение № 1)	2,4	Возможна корректировка	Высоконапорный водовод т.вр. к.39 – к.75 (Приложение № 1)	2,4	Возможна корректировка
Наименование участка	Длина, км	Примечание																	
Дорога внутрипромысловая до куста скважин №75	0,3	Возможна корректировка																	
ВЛ 6кВ №1 на куст скважин № 75 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	0,3	Возможна корректировка																	
ВЛ 6кВ №2 на куст скважин №75 в соответствии с ТУ энергоснабжающей организации (Приложение №2)	4,5	Возможна корректировка																	
Нефтегазопровод к.75 - т.вр.к.39 (Приложение № 1)	2,4	Возможна корректировка																	
Высоконапорный водовод т.вр. к.39 – к.75 (Приложение № 1)	2,4	Возможна корректировка																	
	<ul style="list-style-type: none"><li>– Координаты первой скважины и НДС представлены в Приложении № 5;</li><li>– Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами, и планируемый объем шлама с одной скважины представлены в Приложении №6;</li></ul>																		



– Перечень скважин с указанием пусковых дебитов по кусту скважин № 75:

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
3-Асомкинское	75	гор МГРП	Ю2	70	30	50
		гор МГРП	Ю2	70	30	50
		нагн	Ю2	36	15	50
		гор МГРП	Ю2	70	30	50
		нагн	Ю2	36	15	50
		гор МГРП	Ю2	70	30	50
		нагн	Ю2	36	15	50
		гор МГРП	Ю2	70	30	50
		нагн	Ю2	36	15	50
		гор МГРП	Ю2	70	30	50
		нагн	Ю2	36	15	50
		гор МГРП	Ю2	70	30	50
			Сумма	670	287	
			Ср. Q	56	24	

– Основные показатели разработки представлены в Приложении № 3  
Планируемое погружное оборудование куста скважин № 75 представлено в Приложении № 4.

#### 9. Требования к техническим решениям

Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применениям труб отечественного производства;

- Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении №7;
- Запроектировать рабочее давление выкидных нефтепроводов скважин до АГЗУ не более 40 кгс/см<sup>2</sup>, наружный диаметр применяемых трубопроводов 89 мм;
- Применить расчетную толщину стенки позволяющую использовать выкидные нефтепроводы скважин кустовых площадок как для закачки рабочего агента в пласт, так и для транспорта нефтегазоводяной эмульсии;
- Проектирование промысловых трубопроводов (нефтеборных трубопроводов и водоводов высокого давления) выполнить в соответствии с техническими условиями в приложении №1;
- При проведении гидравлического расчета предложить вариант с применением двух-трубной системы нефтеборов;
- Требования к организации системы ППД куста № 75:  
Централизованная, подтоварная вода по системе трубопроводов поступает на проектируемый БГ и далее к нагнетательным скважинам кустовой площадки. Давление нагнетания в пласт 190 кг/см<sup>2</sup>, при необходимости проработать вопрос по достижению проектного давления нагнетания;
- Комплекс устьевого оборудования должен отвечать достигнутому техническому уровню лучших образцов оборудования, обеспечивающего требования эксплуатации скважин при строгом соблюдении норм и правил техники безопасности и защиты окружающей среды согласно ГОСТ Р 51365-2009. При проектировании учесть пластовое давление, согласно проектных данных и динамики основных показателей разработки кустовой площадки;
- При нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ) предусмотреть безамбарное бурение. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;

- При амбарном бурении предусмотреть площадку для временного сбора (накопления/складирования) твердой фазы отходов бурения (шламовый амбар).
- Безамбарное бурение предусматривается при нахождении кустовой площадки на особо охраняемых природных территориях (ООПТ), в границах водоохранных зон, а также при наличии других обоснованных факторов. Место вывоза бурового шлама согласовать с Заказчиком;
- При строительстве скважин необходимо предусмотреть разделение шламового амбара на секции, в зависимости от количества забуриваемых скважин, согласно проекта бурения. Срок эксплуатации каждой отдельной секции не более шести месяцев, с начала накопления отходов бурения, оборудовать подъездными путями для осуществления работ по переработке (обезвреживанию) отходов бурения, по ходу строительства скважин»;
- Технические условия к проектируемым автодорогам согласовать с Заказчиком;
- Устройство свайных оснований по всей длине подводящих и отводящих трубопроводов к ГЗУ для предотвращения их деформации в результате усадки отсыпки кустовой площадки скважин предусматривать при необходимости, в зависимости от геологии рельефа застраиваемого участка. Устройство свайных оснований обязательно на выходе с БГ и входе в ГЗУ;
- Проектом предусмотреть прокладку кабельной продукции на типовых электротехнических стойках и полках;
- Предусмотреть точки подключения бригад ТКРС, не более 40 м от устья скважин;
- Применять технические решения в соответствии с типовым проектом обустройства кустов скважин ОАО «СН-МНГ»;
- Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;
- В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;
- При пересечении проектируемыми трубопроводами существующих коммуникаций, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций;
- По пожарно-охранной сигнализации: извещатели АУПС (автоматическая установка пожарной сигнализации) предусмотреть в технологических помещениях ГЗУ во взрывозащищенном исполнении. На дверях ГЗУ, БГ, БМА предусмотреть сигнализацию от несанкционированного доступа. Вывести сигнал АУПС и охранной сигнализации в систему кустовой телемеханики;
- Перед въездом на кустовую площадку предусмотреть аншлаг с указанием наименования объекта и др. информации согласно принятым локальным актам заказчика;
- В местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи;
- Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами;
- Предусмотреть обустройство куста скважин земляным валом высотой 1 м с шириной бровки по верху вала 0,5 м (ВНТП 3-85);
- При обустройстве куста скважин предусмотреть два выезда, расположенных в разных концах по длинной стороне куста (ВНТП 3-85);

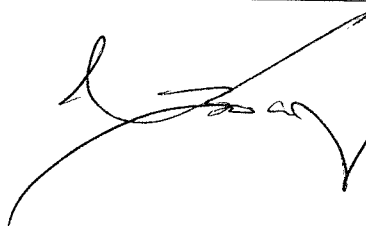
По блокам ГЗУ и БМА:

- По внутреннему периметру помещения предусмотреть бортики высотой 150 мм, в дверных проёмах – пороги не менее 0,15 м с пандусами (ВНТП 03/170/567-87 п.4.6.);
- Блоки конструктивно должны быть выдержаны в едином стиле с другими блоками и окрашены (в том числе оборудование) в корпоративные цвета с нанесением логотипов и с установкой знаков безопасности в соответствии с требованиями;
- Предусмотреть конструктивное решение, обеспечивающее коэффициент

	<p>пульсации освещённости в блоках ГЗУ и БМА не более 20 Кп% (СНиП 23-05-95*; МУ 2.2.4.706-98)</p> <p>Параметры здания блока ГЗУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ;</li> <li>– Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ;</li> <li>– Предел огнестойкости несущих элементов - R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ.</li> </ul> <p>Параметры здания блока БМА:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Степень огнестойкости здания - IV (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ;</li> <li>– Класс конструктивной пожарной опасности - С0 (табл. 22) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ;</li> <li>– Предел огнестойкости несущих элементов- R15 (табл. 21) Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ.</li> </ul>
<b>10.</b>	<b>Особые условия строительства</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект обустройства кустовой площадки, в том числе на каждую скважину, входящую в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.</li> <li>– Кустовая площадка № 75 расположена в пределах границ территорий традиционного природопользования.</li> <li>– Предусмотреть строительство площадки по переработке отходов бурения (бурового шлама) в ходе строительства скважин кустовой площадки.</li> <li>– Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</li> <li>– Новое строительство.</li> <li>– Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовывается с Заказчиком.</li> <li>– Идентификацию проектируемых сооружений, выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации. Приложение №8.</li> </ul>
<b>11.</b>	<b>Требования к режиму безопасности и гигиене труда</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНиП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.</li> <li>– Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов и «Перечень мероприятий по обеспечению на линейном объекте безопасного движения в период его строительства» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 . При разработке учесть нормативные требования <u>СП 12-136-2002</u>, <u>СП 2.2.1.1312-03</u>, <u>СП 2.2.2.1327-03</u>, <u>СанПиН 2.2.3.1384-03</u>, <u>СНиП 12-03-2001</u>, <u>СНиП 12-04-2002</u> (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность).</li> </ul>
<b>12.</b>	<b>Перечень мероприятий по охране окружающей среды для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения или перечень мероприятий по охране окружающей среды для линейных объектов, а также результаты оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от</b>

	<b>16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.</li> <li>– При необходимости, разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижеобьрыбвод».</li> </ul>
<b>13.</b>	<b>Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.</li> </ul>
<b>14.</b>	<b>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».</li> </ul>
<b>15.</b>	<b>Материалы, представляемые Заказчиком</b>
	Приложение № 1 «Технические условия на проектирование промысловых трубопроводов». Приложение № 2 «Технические условия на электроснабжение». Приложение № 3 «Основные показатели разработки». Приложение № 4 «Планируемое погружное оборудование». Приложение № 5 «Координаты первой скважины и НДС». Приложение № 6 «Схема разбуривания с указанием расстояния между скважинами и планируемый объем шлама с одной скважины». Приложение № 7 «Технические условия на проектирование АСУ ТП» Приложение № 8 «Идентификационные признаки проектируемых сооружений». Приложение № 9 «Геолого-физические характеристики продуктивных пластов».
<b>16.</b>	<b>Правила представления, рассмотрения и принятия ПД/РД</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Согласовать проектные решения с Заказчиком.</li> <li>– Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ».</li> </ul>
<b>17.</b>	<b>Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании</b>
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
<b>18.</b>	<b>Перечень согласований с федеральными надзорными органами</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации с подписанием акта преднадзора.</li> <li>– Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ.</li> <li>– Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».</li> </ul>

Исполнитель:  
Начальник ОПОР ДПРПиОМ



Д.В. Волков

**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
**к техническим условиям на выполнение ПСД по объекту**  
**«Обустройство Западно-Асомкинского месторождения нефти.**  
**Куст скважин № 75»**

<p>Начальник департамента перспективного развития производства и обустройства месторождений</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Бессонов М.Н.      "    "      2014г.</p>	<p>Главный инженер Аганского НГДУ</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Евдокимов В.В.      "    "      2014г.</p>
<p>Главный маркшейдер</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Новичков А.А.      "    "      2014г.</p>	<p>Начальник департамента экологической безопасности и охраны окружающей среды</p> <p style="text-align: center;">(подпись)</p> <p>Гортиков А.А.      "    "      2014г.</p>

Открытое Акционерное Общество  
"Славнефть – Мегионнефтегаз"  
**ДЕПАРТАМЕНТ ТРУБОПРОВОДНОГО  
ТРАНСПОРТА**

ул. Кузьмина 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684  
тел.: (34643) 4-60-70 факс: (34643) 4-62-53

" 11 " 12 2014 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ MP-599  
от «\_\_» \_\_\_\_\_ 2014г.

Начальнику ДПП и ОМ  
М.Н. Бессонову

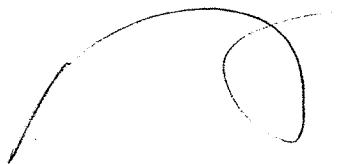
*О направлении ТУ*

**Уважаемый Михаил Николаевич!**

Направляю Вам технические условия для разработки проектно-сметной документации по объектам: Ватинское м/р нефти куст скважин № 4бис, Западно - Асомкинское м/р нефти кусты скважин №75,86,91,63,69,99, Западно-Усть - Балыкское м/р нефти куст скважин № 46, Покамасовское м/р нефти куст скважин № 61, Северо - Покурское м/р нефти кусты скважин № 119,117, Тайлаковское м/р нефти кусты скважин № 53,80.

Приложение: ТУ – 101 л., 1э.

С уважением,  
Начальник



М.Г.Разин

Е.А.Войтович  
тел. 46-927

Вв 11-12-14  
11-12-14



УТВЕРЖДАЮ:

Начальник департамента  
трубопроводного транспорта  
ОАО «СН-МНП»

М.Г. Разин  
« » 2014 г.

### ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

для разработки проектно-сметной документации по объекту  
«Обустройство Западно-Асомкинского месторождения нефти.  
Куст скважин №75»

1. Месторождение, район строительства	Западно-Асомкинское месторождение нефти, Сургутский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.
2. Вид строительства	Капитальное строительство
3. Состав проектируемого объекта	Нефтегазопровод «к.75-т.вр.к.39» Высоконапорный водовод «т.вр.к.39- к.75»
4. Основные технико-экономические показатели объекта проектирования	<b>1 этап. Нефтегазопровод «к.75-т.вр.к.39»</b> От к.75 по системе трубопроводов нефтегазоводяная жидкость поступает на пункт сбора – ДНС-1 Западно-Асомкинского месторождения нефти. Объем жидкости – $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут}/Q_{н} \text{ т/сут} - 670/287$ . Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом Диаметр трубопровода определить гидравлическим расчетом <b>2 этап. Высоконапорный водовод «т.вр.к.39 – к.75»</b> Подтоварная вода по проектируемому высоконапорному водоводу поступает от КНС-1 на к.75 Объем жидкости $Q_{ж} \text{ м}^3/\text{сут} - 600$ Давление в точке подключения – определить гидравлическим расчетом Диаметр трубопровода определить гидравлическим расчетом <b>Объем жидкости и закачки рабочего агента с существующих, проектных и проектируемых кустов запросить у заказчика на дату фактического проектирования.</b>
5. Требования к техническим решениям	–Проект выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, норм противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий, применением труб отечественного производства; –При проектировании системы трубопроводов предложить варианты необходимости применения оборудования и материалов, (задвижки с электро-приводом, обратные клапана и т.д.), а также предложить варианты защиты от внутренней и наружной коррозии (ЭХЗ, ингибиторная защита и т.д.) с предоставлением расчета экономической эффективности. –Для строительства нефтегазопровода и высоконапорного

водовода предусмотреть применение трубы из стали 13 ХФА, а также отводы, тройники из той же марки стали, выбор ТУ для трубной продукции согласовать с ДТТ.

- Предусмотреть изоляцию зон сварных соединений трубопроводов термоусаживающими защитными муфтами.
- Проектом предусмотреть установку УДХ на кустовой площадке для ввода химреагентов в выкидной коллектор согласно утвержденного в ОАО «СН-МНГ» типового проекта обустройства кустов скважин. Подбор типа УДХ производить по объему жидкости с куста скважин. Использовать блоки заводского изготовления;
- На нефтегазопроводе предусмотреть установку узла контроля коррозии. Тип, количество узлов, а также место установки согласовать с ДТТ;
- Предусмотреть проектным решением отсыпку территории и подъездных путей крановых узлов.
- Проектные решения должны обеспечивать безаварийную эксплуатацию нефтегазопровода на срок не менее 20 лет, высоконапорного водовода не менее 14 лет;
- Проектом предусмотреть подключение проектируемых трубопроводов согласно прилагаемой схеме (Прил. № 1);
- В проекте предусмотреть все необходимые материалы для подключения проектируемых трубопроводов к существующей системе трубопроводов;
- Предлагаемое рабочее давление и диаметр проектируемых трубопроводов подтвердить гидравлическим расчетом и согласовать с Заказчиком. Исходные данные для гидравлического расчета запросить у Заказчика дополнительно на дату фактического проектирования;
- При проведении гидравлического расчета учитывать существующую систему трубопроводов;
- Максимально допустимое давление проектируемых нефтегазопроводов принять 40 кг/см<sup>2</sup>;
- Максимальное рабочее давление не должно превышать 25 кг/см<sup>2</sup>. В случае превышения указанного рабочего давления предусмотреть мероприятия по строительству дополнительных трубопроводов с выделением их в отдельные этапы; Максимальное давление проектируемых высоконапорных водоводов принять 210 кг/см<sup>2</sup>;
- Фланцевые соединения нефтепроводов применить согласно ГОСТ 12821-80 с условным давлением 40 кгс/см<sup>2</sup>;
- Предусмотреть прокладку трубопроводов подземно, переходы через водные преграды, согласно нормам проектирования. Допускается наземная прокладка на болоте 2,3 типа с обвалованием трубопровода;
- Углы поворотов линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять естественным изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом отводов 1,5D-15°, 30°, 45°, 60°, 90°. (расстояние между отводами не менее 1,5м);
- Переход через автомобильные и железные дороги выполняется методом «прокола» в защитном кожухе из труб б/у. Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов трубопровода через автомобильные дороги, должны выводиться:

1. при пересечении грунтовой (лежневой) дороги без

усовершенствованного покрытия – от бровки земляного полотна на 2м;

2. при пересечении дороги с усовершенствованным покрытием – от бровки земляного полотна на 5м, но не менее 2м от подошвы насыпи.

Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее 1,5 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра и не менее 0,4 м от дна кювета;

–Проектом предусмотреть ограждения на каждом узле задвижек. Ограждения выполнить в модульном исполнении со съемными секциями согласно требованиям изложенным в Приложении 2.

–Согласовать с Заказчиком подключения вновь построенного трубопровода в действующий трубопровод по следующим вариантам:

а) «холодная» врезка,

б) врезка тройником,

в) подключение в существующую задвижку;

–В случае необходимости, если бездействующие трубопроводы затрудняют прокладку новых, предусмотреть демонтаж по трассе проектируемых трубопроводов (участки уточнить при изыскательских работах и согласовать с Заказчиком);

–Предусмотреть балластировку трубопроводов, проходящих по обводненным участкам болот 1÷3 типов. На трубопровод под балластировочные устройства необходимо укладывать футеровочные маты. Установка балластирующих средств на плавающий трубопровод не допускается.

–Для теплоизоляции узлов трубопроводов использовать теплоизоляционные полимерные покрытия. Выбор покрытия согласовать с Заказчиком;

–При пересечении проектируемых трубопроводов с коридорами коммуникаций плавно углублять трубопровод без применения дополнительных трубных деталей;

–При разработке проекта предусмотреть мероприятия по охране недр, лесо- и землепользования, родовых угодий, уменьшению потерь нефти при транспорте продукции скважин, разработать мероприятия по защите от коррозии;

–Название объектов в проектах должно соответствовать названию по акту выбора;

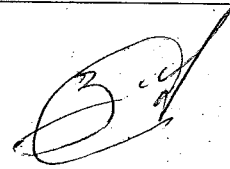
–В проектной документации на рабочих чертежах (план трасс) указывать границы земельных отводов и границы рубки леса;

–При пересечении коммуникаций с существующими сетями, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать проектные решения и согласовать с владельцами коммуникаций.

–На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями указателями (Приложение 3). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более, чем через 300 м, а также дополнительно на углах поворота и в местах пересечения с естественными и искусственными

	<p>препятствиями по обе стороны.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Технические решения, принимаемые в проектах должны выбираться из условий экономической обоснованности с учётом расчётных минимальных параметров материалоёмкости и трудоёмкости объектов строительства;</li> <li>- При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.</li> </ul>
6. ОТ, ПБ и ООС	<p><b>Охрана и безопасность труда.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда;</li> <li>- Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту, по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов.</li> </ul> <p><b>По защите окружающей среды</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду;</li> <li>- Согласовать раздел окружающей природной среды с природоохранными органами.</li> </ul>
7. Особые условия	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Провести изыскания под проектируемый объект, протяженность трассы трубопроводов откорректировать по результатам изысканий.</li> <li>- Перед проведением изысканий в обязательном порядке согласовать с ПТО АНГДУ и с НГП-5 АНГДУ точки подключения к действующим трубопроводам и схему прохождения трассы нефтегазопровода.</li> <li>- Результаты изысканий согласовать с ПТО АНГДУ, ДТТ ОАО «СН-МНГ»</li> <li>- Разработать организационные мероприятия по контролю качества поступающих труб, фасонных деталей, сварочных материалов, арматуры, оборудования, операционному контролю качества подготовительных работ.</li> <li>- Рассчитать сроки эксплуатации проектируемого технологического оборудования и трубопроводов.</li> <li>- Внести дополнение в действующий технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.</li> </ul>
8. Выделение очередей и пусковых комплексов, требования по перспективному расширению предприятия	<p>Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект строительства, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.</p> <p>Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</p>

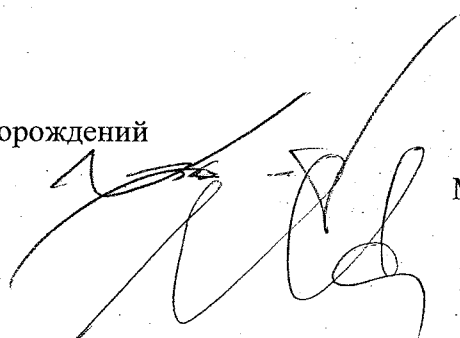
Технические условия составил:  
Руководитель ГИиНТ ДТТ



С.П.Захаров

## СОГЛАСОВАНО:

/Начальник департамента перспективного  
развития производства и обустройства месторождений  
ОАО «СН-МНГ»



М.Н. Бессонов

Главный инженер АНГДУ ОАО «СН-МНГ»

В.В.Евдокимов

предполагаемая схема подключения  
трубопроводов куста 75 Западно-Асомкинского м-р. Приложение №1

**К-9**

**807p**



Предусмотреть  
подключения  
нефтепровода и в/  
водовода в  
проектные  
трубопроводы с к 39

**К-39**

1 этап.  
Проектируемый  
нефтебор, L-2,4 км.

2 этап. Проектируемый  
в/водовод, L-2,4 км.

**К-75**

**АВТОАЗИМИН**

- 1.Прокладку трассы и расположение узлов задвижек и точек подключений корректировать по результатам изысканий. Согласование прокладки трассы, точек подключений и расположения узлов задвижек, вариантов подключений (холодная врезка, тройник, в сущ. задвижку) с ПТО АНГДУ и НГП-5 обязательно.
- 2.Необходимо детально разрабатывать узлы подключений к существующим коммуникациям.
- 3.Подключения выполняются после завершения строительства и сдачи объекта в эксплуатацию. Выполнять их обязательно трубой, деталями с защитным покрытием (материалами, заложенными в проекте)

Исполнитель  
Должность: Руководитель ГИИИТ  
Ф.И.О.: Захаров С.П.  
подпись

## Ограждение узла задвижек

Ограждение выполнить в модульном исполнении.

На вбитые стальные сваи изготовить трубное основание, на которое монтировать пролеты ограждения.

Обеспечить возможность производить быстрый монтаж, съем пролетов для проведения плановых и аварийных работ.

Калитку располагать со стороны дороги, подъезда к узлу задвижек. Калитка должна открываться наружу и висеть на петлях. Предусмотреть засов.

Высоту ограждения принять 1500 мм.

Цветовая раскраска:

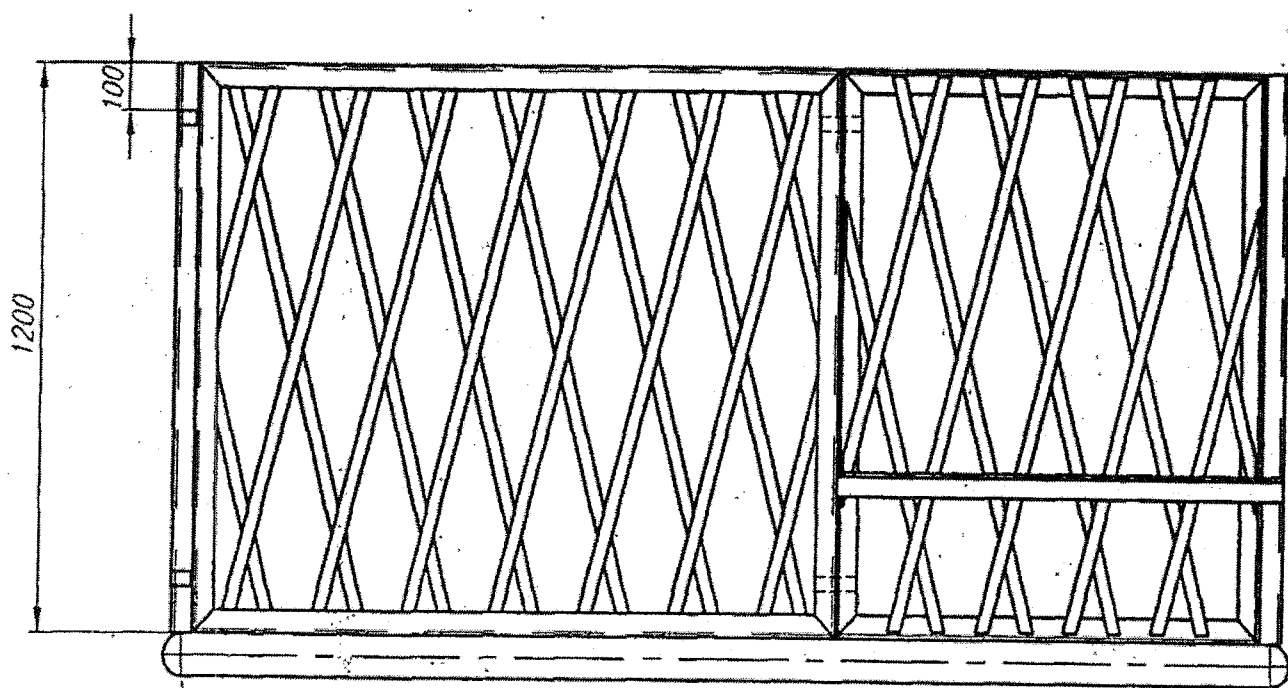
- Сваи, трубное основание, уголок каркаса пролета - черный цвет;

- Пролеты:

Газопроводы – желтый цвет;

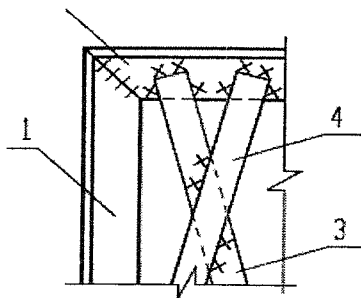
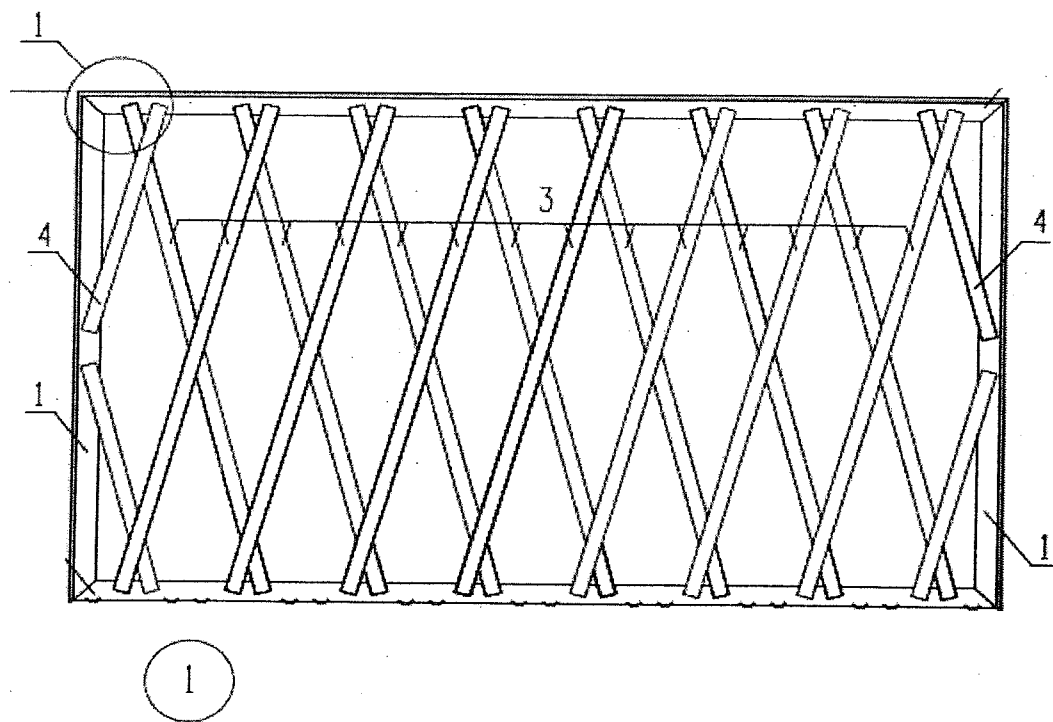
Высоконапорные, низконапорные водоводы – синий цвет;

Нефтегазопроводы, напорные нефтепроводы – коричневый цвет.





# Секция ограждения



## СПЕЦИФИКАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СБОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

Поз.	Обозначение	Наименование
1		Уголок $\frac{50 \times 50 \times 5 \text{ ГОСТ } 8509-93 \text{ } l=1000}{\text{С255 ГОСТ } 27772-88*}$
3		Лист $\frac{2 \times 30 \times 1000 \text{ ГОСТ } 19903-74*}{\text{С255 ГОСТ } 27772-88*}$
4		Лист $\frac{2 \times 30 \times 460 \text{ ГОСТ } 19903-74*}{\text{С255 ГОСТ } 27772-88*}$

## Образец выполнения надписей на аншлаге

Условные обозначения.

P – давление проектное (кгс/см<sup>2</sup>)

Ду – диаметр трубопровода (мм)

h – глубина залегания (м)

ПК – пикетаж

Телефон:

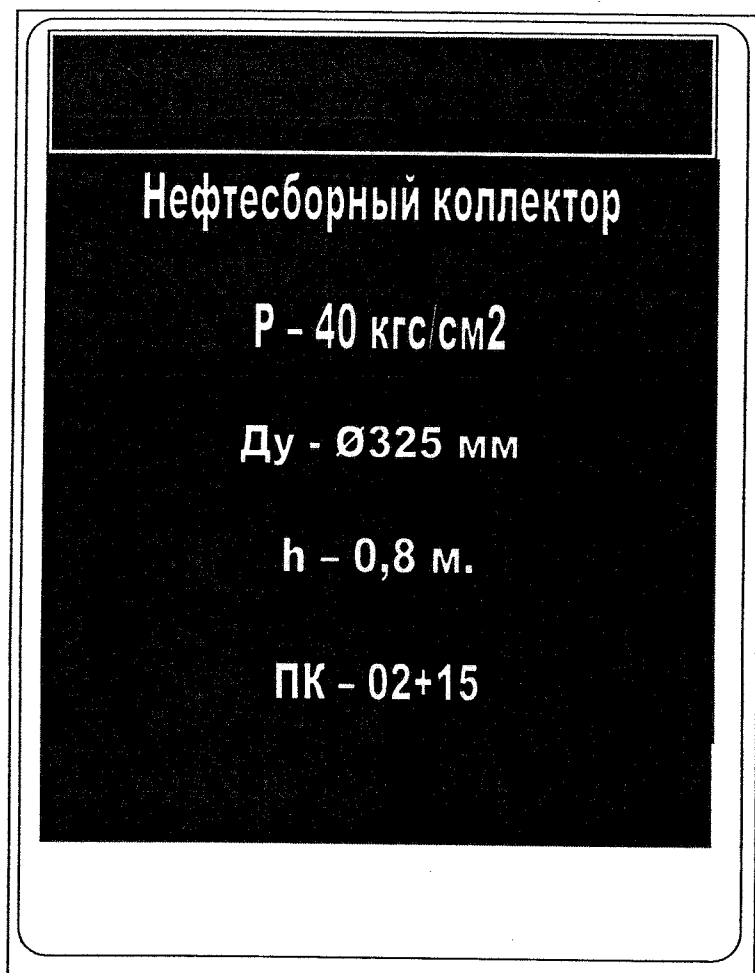
ЦИТС 4-62-22;

управление "Сервис-нефть" 4-69-43

Фон:

Нефтесборный коллектор – красный;

Водовод – синий



Российская Федерация  
Ханты-Мансийский автономный округ - Югра  
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«МегионЭнергоНефть»

628685, Российская Федерация,  
Ханты-Мансийский  
автономный округ - Югра  
г. Мегион, ул. Заречная, 26  
Тел.: (34643) 4-19-59  
Факс: (34643) 4-15-94  
Energy@mng.slavneft.ru

ОКПО 72302631, ОКОГУ 49014, ОКВЭД 40.10.2;40.10.3;40.10.5  
в ОАО АКБ «ЕВРОФИНАНС МОСНАРБАНК» г.Москва  
БИК 044525204 ИНН 8605016890 КПП 862450001  
Р/с 40702810800001616190  
К/с 30101810900000000204

13 ноября 2014 г.  
На № ВКС-2710

№ 02/14/3549  
от 31 10 2014 г.

«О ТУ на электроснабжение  
КП-75 Западно-Асомкинское м/р»

Трошикову И.А.  
03.11.14

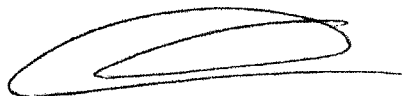
Главному энергетику  
ОАО «СН-МНГ»  
В.Е. Сыровежину

Уважаемый Виктор Егорович!

Направляю Вам технические условия на электроснабжение КП-75 Западно-Асомкинское месторождение нефти.

Приложение: 1) Технические условия на электроснабжение КП-75 Западно-Асомкинское м/р  
– на 5 листах в 1 экземпляре.

Первый заместитель  
генерального директора –  
главный инженер



В.В. Долгушин

«О выдаче ТУ»

Технические условия № 372 - 10/4 от 17.11.2014г.  
на электроснабжение КП-75 Западно-Асомкинское м/р.

Запрашиваемая мощность – 601 кВт.

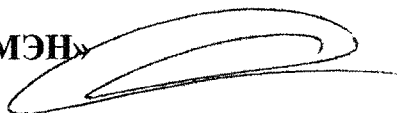
1. Разработать проект электроснабжения КП-75 Западно-Асомкинское м/р.
2. Проект согласовать с ООО «МЭН» и ОГЭ ОАО «СН-МНГ».
3. Предоставить в ООО «МЭН» проект на электронном носителе.
4. Включение электроустановок согласно требованиям главы 1.3 ПТЭЭП.
5. Срок действия ТУ – 6 месяцев.
6. **Проектом предусмотреть:**
  - 6.1. Строительство двух ВЛ-6кВ на металлических опорах от точек подключения до проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-75 Западно-Асомкинское м/р.
  - 6.2. Технические характеристики ВЛ-6кВ определить проектом.
  - 6.3. Категорию надёжности электроснабжения определить проектом.
  - 6.4. Точки подключения:
    - Существующая опора №159 ВЛ-6кВ Ф-18712 ПС-35/6кВ «№187». При необходимости произвести замену опоры в точке врезки.
    - Существующая опора №26 ВЛ-6кВ Ф-18708 ПС-35/6кВ «№187». При необходимости произвести замену опоры в точке врезки.
  - 6.5. Проверочный расчёт электрооборудования ПС-35/6кВ «№187» с учётом существующих и проектируемых нагрузок. При необходимости предусмотреть замену оборудования, в т.ч. трансформаторов тока и измерительных приборов.
  - 6.6. Напряжение на шинах 0,4кВ проектируемых КТПН-6/0,4кВ КП-75 – в соответствии с ГОСТ 13109-97.
  - 6.7. Проверку сечения провода ВЛ-6кВ по экономической плотности тока.
  - 6.8. Расчёт токов короткого замыкания, уставок РЗА.
  - 6.9. Пункт АВР-6кВ на КП-75 с защитами на микропроцессорных устройствах и трансформаторами тока 300/5.
  - 6.10. Расположение оборудования пункта АВР-6кВ на общей площадке обслуживания с указанием расстояний и монтажом степ-болтов для подъема к ЛР-6кВ для ремонта и обслуживания. Расположение оборудования и габариты площадки согласовать с ООО «МЭН».
  - 6.11. КТПН-6/0,4кВ в соответствии с утвержденными общими техническими требованиями на изготовление и поставку комплектных однотрансформаторных подстанций наружной установки 6/0,4 кВ мощностью от 100 до 1000кВА. Мощность КТПН-6/0,4кВ определить проектом.
  - 6.12. Калитку с механическим затвором на входе площадки обслуживания КТПН-6/0,4кВ, пункта АВР-6кВ.
  - 6.13. Определение мест опасного сближения ВЛ-6кВ с а/дорогами и зимниками. В этих местах предусмотреть установку металлических отбойников для защиты опор ВЛ-6кВ от механических повреждений. Места опасного сближения согласовать с ООО «МЭН».
  - 6.14. В местах пересечения ВЛ-6кВ с а/дорогами, зимниками и водными преградами - переходы на повышенных опорах. Расстояние от проводов ВЛ-6кВ до полотна дороги – не менее 10м. Места пересечения согласовать с ООО «МЭН».
  - 6.15. При попадании опор в зону затопления при половодье, оборудовать их защитой от льда и корчехода.
  - 6.16. Дорожные знаки «Габарит 4,5м», запрещающие проезд крупногабаритного транспорта с грузом или без груза высотой более 4,5м в местах пересечения ВЛ-6кВ с автодорогами и зимниками, согласно п.14 Постановления Правительства РФ от 24.02. 2009 № 160.

- 6.17. Постоянные знаки на опорах ВЛ-6кВ, согласно п.2.5.23. ПУЭ.
- 6.18. Определение мест пересечения проектируемых ВЛ-6кВ с действующими ВЛ-6кВ и рассмотрение вариантов переврезки этих ВЛ-6кВ для исключения пересечений и повышенных переходов. Места пересечения и варианты переврезки согласовать с ООО «МЭН».
- 6.19. Выполнение расчёта вырубki просеки под прохождение ВЛ-6кВ по насаждениям согласно ПУЭ п.2.5.207.
- 6.20. Линейные разъединители на первых отпаячных и концевых опорах для подключения проектируемых ВЛ-6кВ и КТПН-6/0,4кВ КП-75.
- 6.21. Крепление провода к ЛР-6кВ, проходным изоляторам КТПН-6/0,4кВ при помощи плашечных зажимов.
- 6.22. Установку устройств защит ВЛ-6кВ от грозовых перенапряжений типа ГИРМК, РДИП и т.п.
- 6.23. КЛ-0,4кВ от проектируемых КТПН-6/0,4кВ до электроприёмников КП-75 по кабельным эстакадам. Технические характеристики, тип и способ прокладки по кабельным эстакадам КЛ-0,4кВ определить проектом.
- 6.24. Согласование трассы КЛ-0,4кВ со всеми заинтересованными организациями.
- 6.25. Заземление электроприёмников, пункта АВР-6кВ, ЛР-6кВ и КТПН-6/0,4кВ в соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ.
- 6.26. В ПСД включить затраты на пусконаладочные работы оборудования, поверку трансформаторов тока и измерительных приборов в случае их замены.

Приложение: 1.Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-18708 ПС-35/6кВ «№187» - на 1 листе в 1 экземпляре.

2.Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф-18712 ПС-35/6кВ «№187» - на 2 листах в 1 экземпляре

**Первый заместитель  
генерального директора –  
главный инженер ООО «МЭН»**



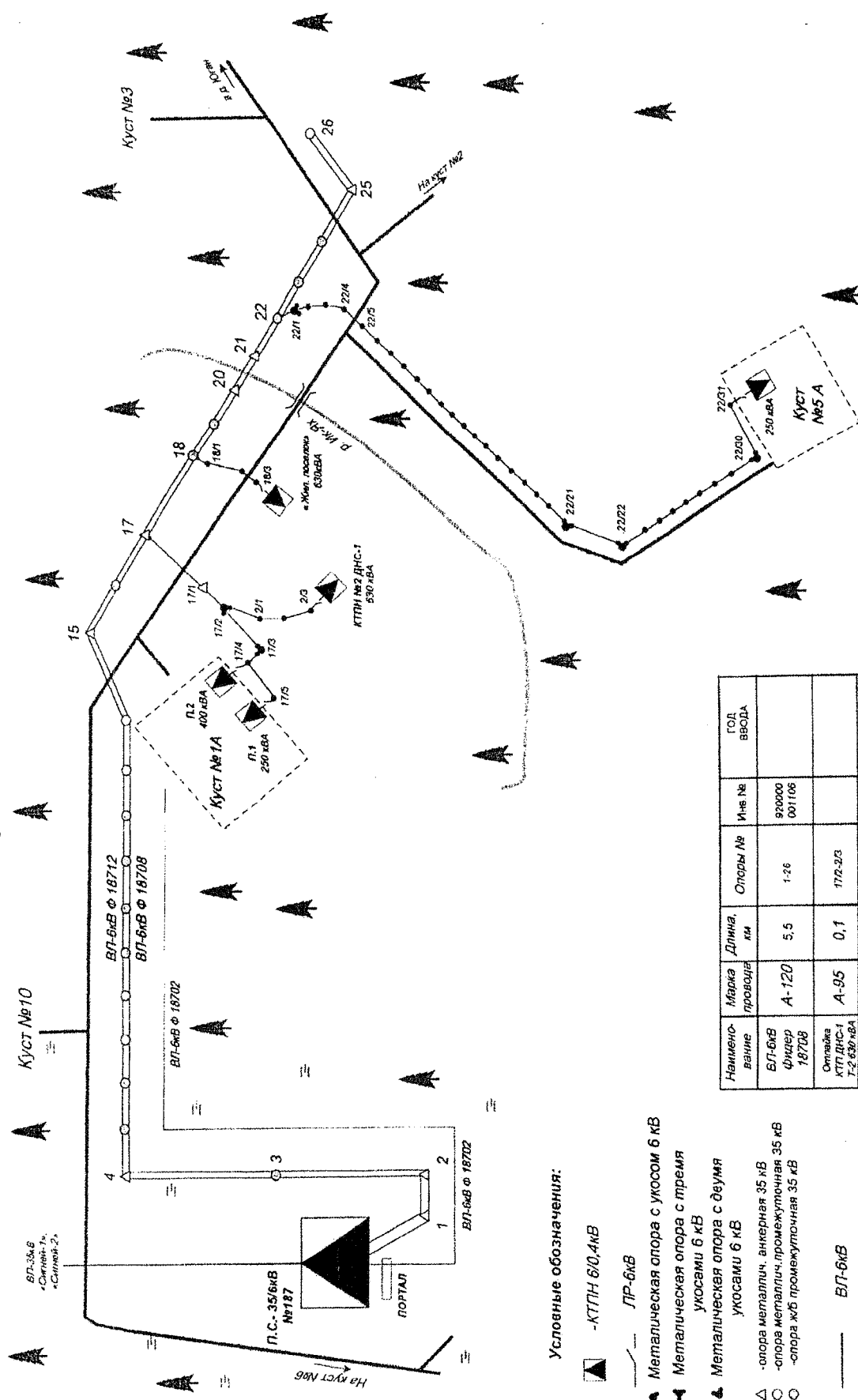
**В.В. Долгушин**

**Согласовано:  
Главный энергетик  
ОАО «СН-МНГ»**



**В.Е. Сыровежкин**

# Поопорная схема ВЛ-6 кВ Ф.18708



## Условные обозначения:

- КТПН 6/0,4кВ
- ЛР-6кВ
- Металлическая опора с укосом 6 кВ
- Металлическая опора с тремя укосами 6 кВ
- Металлическая опора с двумя укосами 6 кВ
- опора металл. анкерная 35 кВ
- опора металл. промежуточная 35 кВ
- опора жб. промежуточная 35 кВ

ВЛ-6кВ  
ВЛ-35кВ

Река  
Автомобильная дорога

Лес  
Болото

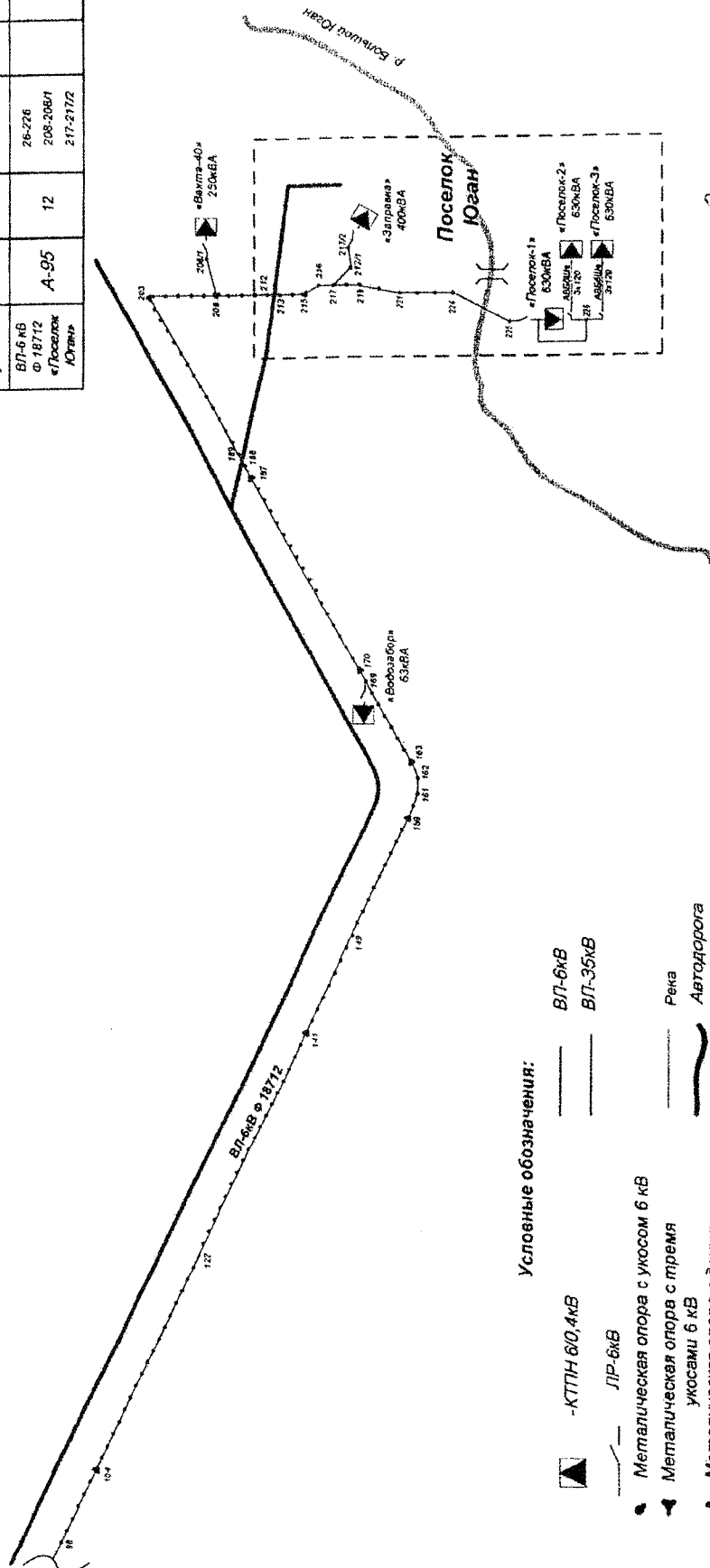
Наименование	Марка провода	Длина, км	Опоры №	Изм №	ГОД ВВОДА
ВЛ-6кВ Ф.18708	A-120	5,5	1-26	920000 001106	
Оплайн КТП ДНС-1 Т-2 630 кВА	A-95	0,1	172-2/3		
Оплайн Куст №1А	A-95	0,017	17-17/5	920000 001101	
Оплайн Куст №5А	A-95	2	22-22/31	920000 001105	
Оплайн Ж.Б. промежуточная	A-95	0,1	18-18/3		

Выполнил	Главный С.В.	11-006-ВЛ-015
Составил	Петров А.Ю.	Поопорная схема ВЛ-6кВ Ф.18708
Утвердил	Долгушин В.В.	Сетевой район №11 ДОО «ИЭН»
Подпись	Дата	



# Поопорная схема ВЛ-6 кВ Ф.18712 (приложение)

Наименование	Марка провода	Длина, км	Опоры №	Инв. №	Разреш. КЛ	Год ввода
ВЛ-6кВ линейный 18712	АС-120/16	5,2	1-26			
Отпайка куст №2А	А-95	1,5	25-25/20 25/17-17/5	920000 001105		
Отпайка куст №3А	А-95	1,9	26-26/32	920000 001101		
Отпайка куст №ВА	А-95	0,8	53-53/13	920000 001105		
ВЛ-6 кВ Ф.18712 «Поселок Юган»	А-95	12	26-226 208-208/1 217-217/2			

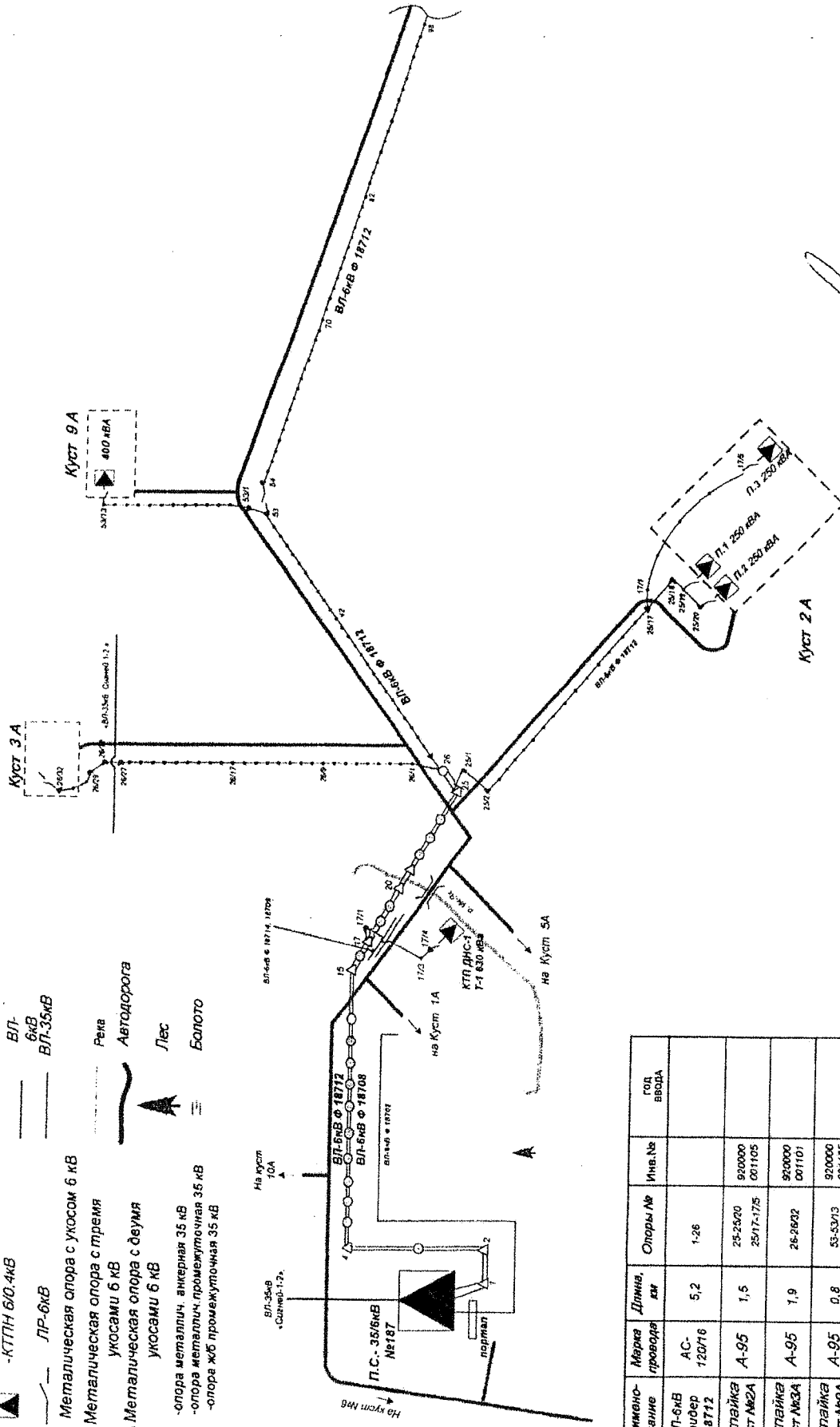


Выполнил	Глазырин С.В.	11-006-ВЛ-016
Согласовал	Петров А.Ю.	Поопорная схема
Утвердил	Долгушин В.В.	ВЛ-6 кВ Ф.18712 от 01.09.98
Подпись	Дата	Сетевой район №8 ООО «МОН»

# Поопорная схема ВЛ-6 кВ Ф.18712

Условные обозначения:

- ▲ - КТПН 610-4кВ
- ВЛ-6кВ
- ЛР-6кВ
- ВЛ-35кВ
- ▲ Металлическая опора с укосом 6 кВ
- ▲ Металлическая опора с укосами 6 кВ
- ▲ Металлическая опора с двумя укосами 6 кВ
- ▲ опора металл. анкерная 35 кВ
- опора металл. промежуточная 35 кВ
- опора жб. промежуточная 35 кВ
- Река
- Автодорога
- ▲ Лес
- Болото



Наименование	Марка провода	Длина, км	Опоры №	Име. №	год ввода
ВЛ-6кВ фидер 18712	АС-120/16	5,2	1-26		
Отпайка Куст №2А	А-95	1,5	25-2520 25-17-175	920000 001105	
Отпайка Куст №3А	А-95	1,9	26-2602	920000 001101	
Отпайка Куст №5А	А-95	0,8	53-53/13	920000 001105	
ВЛ-6 кВ Ф.18712 *Поселок Юган*	А-95	12	26-226 206-206/1 217-217/2		

Выполнил	Глазырин С.В.	11-006-ВЛ-016
Согласовал	Петров А.Ю.	Поопорная схема ВЛ-6 кВ Ф.18712 до оп.98
Утвердил	Долгушин В.В.	Сметной район №8 ООО «МЗН»
Подпись	Дата	

Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**НАЧАЛЬНИК ДЕПАРТАМЕНТА ГЕОЛОГИИ И  
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ**

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684  
тел. (34643) 4-67-86, факс (34643) 4-64-91

№ \_\_\_\_\_ 2014г.  
На № \_\_\_\_\_

№ 05-437  
от \_\_\_\_\_ 2014г.

**Начальнику департамента по  
новым проектам, технике и  
технологии  
ОАО «СН-МНГ»  
М.Н. Бессонову**

*О предоставлении проектных данных*

**Уважаемый Михаил Николаевич!**

В соответствии с запросом Директора по перспективному развитию производства и обустройства месторождений за № ИТ-275 направляю Вам для проектирования проектные данные и динамику основных показателей разработки по КП №№ 34б, 157 Аганского месторождения, КП №№ 4б, 280, 281, 282 Ватинского месторождения, КП №№ 63, 75, 86, 91, 96, 99 Западно-Асомкинского месторождения, КП № 46 Западно-Усть-Балыкского месторождения, КП № 64 Мегионского месторождения, КП № 61 Покамасовского месторождения, КП № 64 Мегионского месторождения, КП №№ 117, 119 Северо-Покурского месторождения, КП № 151 Тайлаковского месторождения. Взамен запрашиваемого КП № 34бис Тайлаковского месторождения направляю вам для проектирования данные по КП № 134 Тайлаковского месторождения. Так же направляю Вам актуализированные проектные данные по КП № 176 Аганского месторождения.

68 115-2025  
13.10.14

Приложение

:

1. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 346 Аганского месторождения.
2. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 157 Аганского месторождения.
3. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 176 Аганского месторождения.
4. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 46 Ватинского месторождения.
5. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 280 Ватинского месторождения.
6. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 281 Ватинского месторождения.
7. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 282 Ватинского месторождения.
8. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 63 Западно-Асомкинского месторождения.
9. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 75 Западно-Асомкинского месторождения.
10. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 86 Западно-Асомкинского месторождения.
11. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 91 Западно-Асомкинского месторождения.
12. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 96 Западно-Асомкинского месторождения.
13. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 99 Западно-Асомкинского месторождения.
14. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 46 Западно-Усть-Балыкского месторождения.
15. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей разработки по КП № 64 Мегионского месторождения.
16. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей по КП № 61 Покамасовского месторождения.
17. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей по КП № 117 Северо-Покурского месторождения.
18. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей по КП № 119 Северо-Покурского месторождения.
19. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей по КП № 134 Тайлаковского месторождения.
20. Перечень, проектные данные и динамика основных показателей по КП № 151 Тайлаковского месторождения.

С уважением,



М.Ф. Старицын

**Динамика основных показателей разработки КП № 75 Западно-Асомкинского месторождения**

№	Показатели	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	КП №75										
1.1	Общий фонд скважин, шт	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	в т. ч. - добывающих	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
	- нагнетательных	3	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	- водозаборных	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Добыча нефти, тыс.т	28	47	30	28	27	26	25	25	24	23
1.3	Добыча жидкости, тыс. т	105	247	248	248	249	248	248	248	249	248
1.4	Закачка рабочего агента, тыс. м3	131	219	219	219	219	219	219	219	219	219
1.5	Ресурсы газа, млн.м3	1,7	2,9	1,8	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4

Начальник отдела ОПиМНР



А.М. Горбань

Перечень скважин с обоснованием пусковых дебитов по КП № 75  
Западно-Асомкинское месторождения

месторождение	куст	Назнач. Нагн, ГС	Пласт	Qпуск. м3/сут по жид	Qпуск. т/сут по нефти	%
3-Асомкинское	75	гор МГРП	Ю2	70	30	50
		гор МГРП	Ю2	70	30	50
		нагн	Ю2	36	15	50
		гор МГРП	Ю2	70	30	50
		нагн	Ю2	36	15	50
		гор МГРП	Ю2	70	30	50
		нагн	Ю2	36	15	50
		гор МГРП	Ю2	70	30	50
		нагн	Ю2	36	15	50
		гор МГРП	Ю2	70	30	50
		нагн	Ю2	36	15	50
		гор МГРП	Ю2	70	30	50
			Сумма	670	287	
			Ср. Q	56	24	



Проектные данные по КП № 75 Западно-Асомкинского месторождения

№ п.п	Месторождение	Куст	Пласт	Кол-во скважин				объем добычи			объем закачки	Давление нагн	Газовый фактор	Пл. темп-ра
				всего	добыв	с отработ	нагн	водозаб	жидк	нефти				
							без отработ		м3/сут	т/сут	м3/сут	атм	м3/т	град
Аганское НГДУ														
1	З-Асомкинское	75	IOB2	12	7	5	0	0	670	287	600	190	61	97
1	Итого по месторождению			12	7	5	0	0	670	287				

Данные с учетом отработки нагнетательных скважин (в сумме всех работающих скважин по пусковому дебиту).

Начальник геологического отдела ОАО "СН-МНГ"



Юрков И.С.

Начальник ОМППР ОАО "СН-МНГ"



Горбань А.М.



Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ДЕПАРТАМЕНТ ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА**

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684  
тел. (34663) 4-63-68, факс (34663) 4-63-78

17 10 2014 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ 14-151  
от \_\_\_\_\_ 2014 г.

**И.о. начальника ДПРП и ОМ  
А.А.Дмитриеву**

**О предоставлении информации**

В ответ на исходящее письмо № МБ-857 от 15.10.2014г. направляю перечень скважин:

- Аганское месторождение нефти КП № 34бис, 157, 176;
  - Ватинское месторождение нефти КП № 46, 280, 2081, 282;
  - Западно-Асомкинское месторождение нефти КП № 63, 75, 86, 91, 96, 99;
  - Западно-Усть-Балыкское месторождение нефти КП № 46;
  - Мегионское месторождение нефти КП № 64;
  - Северо-Покурское месторождение нефти КП № 117, 119;
  - Тайлаковское месторождение нефти КП № 151, 134 (взамен 34бис);
  - Покамасовское месторождение нефти КП № 61,
- с планируемым погружным оборудованием, согласно предоставленным проектным данным.

Приложение: на 20 л., 1 экз.

**Начальник ТООДНГ ДДНГ**

**Н.Р. Шамсутдинов**

Исп. Архангельский Г.Г.  
Тел. 46-739

14-151  
17.10.14

Перечень скважин КП №75 Западно-Асомкинского м/р с планируемым погружным оборудованием

Месторождение	№ скважины	Куст	Назначение	Пласт	Опуск. м3/сут по жид-ти	Опуск. т/сут по нефти	%	Планируемый насос	Мощность ПЭД, кВт
Западно-Асомкинское	***	75	гор с МГРП	Ю2	70	30	50	ЭЦНС-80-2500	63
	***		гор с МГРП	Ю2	70	30	50	ЭЦНС-80-2500	63
	***		наги	Ю2	36	15	50	ЭЦНС-30-2500	32
	***		гор с МГРП	Ю2	70	30	50	ЭЦНС-80-2500	63
	***		наги	Ю2	36	15	50	ЭЦНС-30-2500	32
	***		гор с МГРП	Ю2	70	30	50	ЭЦНС-80-2500	63
	***		наги	Ю2	36	15	50	ЭЦНС-30-2500	32
	***		гор с МГРП	Ю2	70	30	50	ЭЦНС-80-2500	63
	***		наги	Ю2	36	15	50	ЭЦНС-30-2500	32
	***		гор с МГРП	Ю2	70	30	50	ЭЦНС-80-2500	63
	***		наги	Ю2	36	15	50	ЭЦНС-30-2500	32
	***		гор с МГРП	Ю2	70	30	50	ЭЦНС-80-2500	63
				Сумма	670	285			
				Ср.О	56	24			


**Славнефть**

Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ГЛАВНЫЙ МАРКШЕЙДЕР**

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684  
тел. (34643) 46-880, факс (34643) 46-975

20 октября 2014 г.  
На № \_\_\_\_\_

№ АН-2851  
от \_\_\_\_\_ 2014 г.

Начальнику ДПРПиО  
ОАО «СН-МНГ»  
М. Н. Бессонову

*Об исходных данных по кустовым площадкам*

Сообщаем проектные координаты первой скважины и НДС на куст, включенный в план эксплуатационного бурения.

Система координат 1963г.

№ п/п	№ куста	Месторождение	Координаты		НДС
			X	Y	
1.	75	Зап. Асомкинское	743366	583166	230°.

Главный маркшейдер

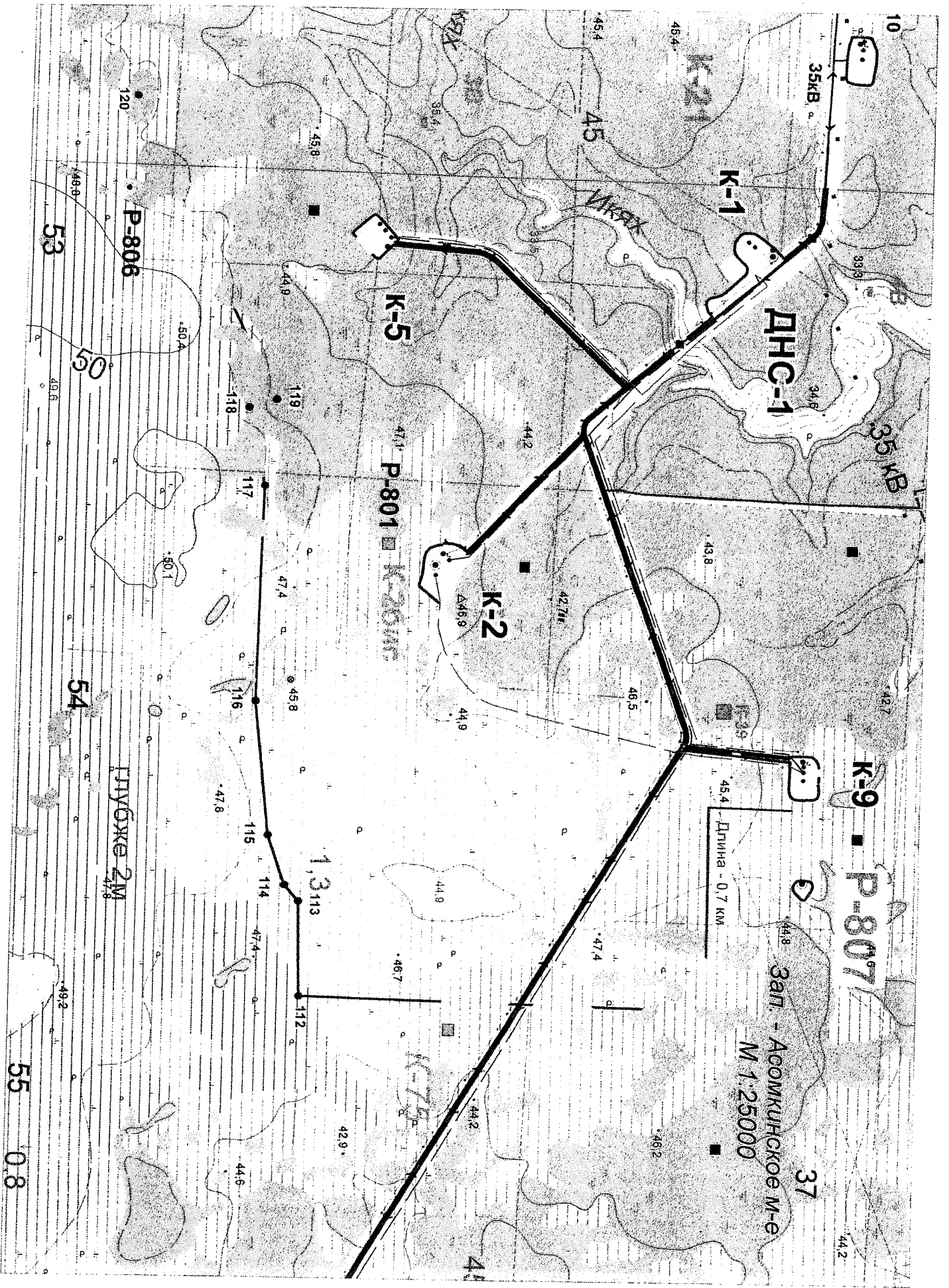
Начальник департамента  
геологии и недропользования

А. А. Новичков

М. Ф. Старицын

Исп. Данченко О. И.  
Тел. 46-991

МБ-2188  
31.10.14



K-9 ■ P-807

Длина - 0,7 км

Зап. - Асомкинское м-е  
М 1:25000

37

DHC-1

K-1

K-2

K-5

P-801 K-2611P

K-79

P-806

Гуьожэ 2M

53

54

55 0.8



Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ДЕПАРТАМЕНТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН**

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684  
тел. (34643) 4-73-93, факс (34643) 4-73-93

№ 08 / 12 2014г.  
На № \_\_\_\_\_

№ АТ-46/1428  
от \_\_\_\_\_ 2014г.

Начальнику ДПРП и ОМ  
ОАО «СН-МНГ»  
Бессонову М.Н.

**О проектировании**

**Уважаемый Михаил Николаевич!**

На основании Регламента взаимоотношений между службами ОАО «СН-МНГ» о разработке проектной документации, сообщая Вам, что по нижеперечисленным кустовым площадкам необходимо применить типовую схему разбуривания и количество отходов бурения с одной скважины:

1. КП № 4бис, 280,281,282 Ватинское м/р – гор -  $1500\text{м}^3$ , н/н -  $1200\text{м}^3$ ;
2. КП № 34бис, 157, 176 Аганское м/р – гор -  $2000\text{м}^3$ , н/н -  $1500\text{м}^3$ ;
3. КП № 117, 119 Северо-Покурское м/р – гор -  $1500\text{м}^3$ , н/н -  $2000\text{м}^3$ ;
4. КП № 64 Мегионское м/р – гор -  $1500\text{м}^3$ , н/н -  $1200\text{м}^3$ ;
5. КП № 63, 75, 86, 91, 96, 99 3-Асомкинское м/р – гор -  $2000\text{м}^3$ , н/н -  $1500\text{м}^3$ ;
6. КП № 46 3-У-Балыкское м/р – гор -  $2000\text{м}^3$ , н/н -  $1500\text{м}^3$ ;
7. КП № 151, 134 Тайлаковское м/р – гор -  $2000\text{м}^3$ , н/н -  $1500\text{м}^3$ ;
8. КП № 61 Покамасовское м/р – гор -  $2000\text{м}^3$ , н/н -  $1500\text{м}^3$ .

С уважением,  
Начальник ПТО по СС

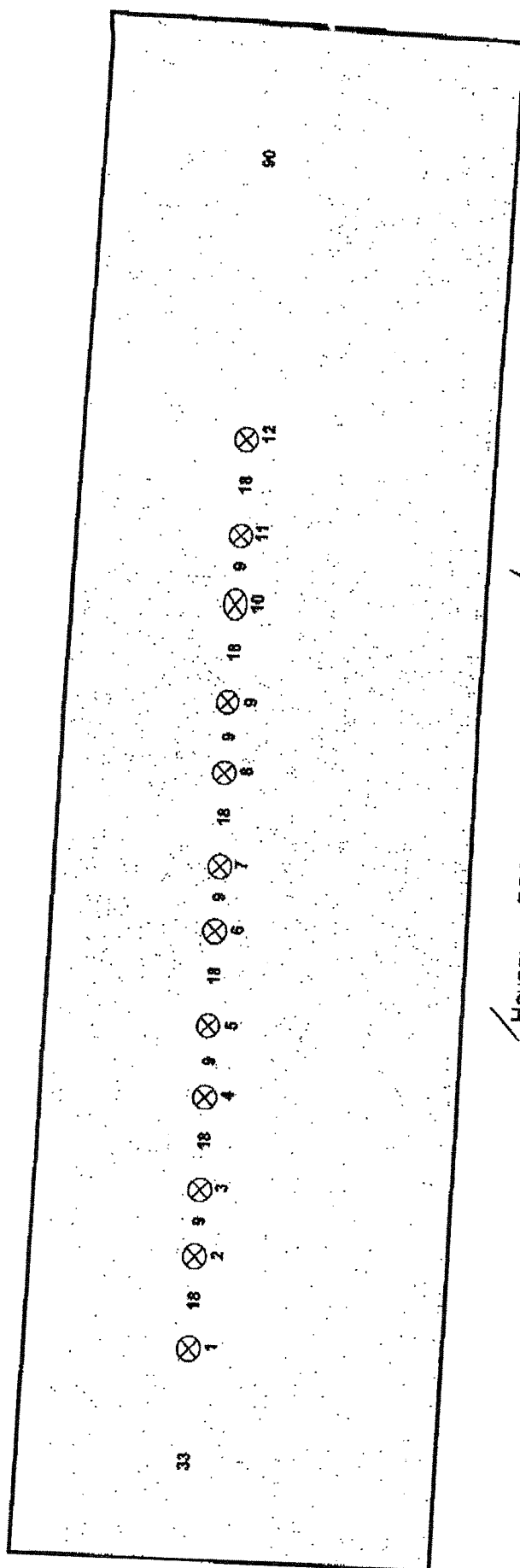
А.Н. Терешун

ОТ:

ТЕЛ:

21 ОКТ 2014 16:06 СТР9

ТИПОВАЯ СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН КУСТА  
при бурении одной буровой установкой



Д.А. Брюхов

Д.И. Уразаев

Начальник ДСС

Гл. специалист ПТО ДСС

Открытое акционерное общество  
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ОТДЕЛ АВТОМАТИЗАЦИИ**

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684  
тел. (34643) 4-14-66, факс (34663) 4-19-07

29 октября 2014 г.

На № \_\_\_\_\_

№ 21-19-1583  
от \_\_\_\_\_ 201\_ г.

Начальнику Департамента по  
новым проектам технике и  
технологии ОАО «СН-МНГ»  
М.Н. Бессонову

*О предоставлении ТУ.*

На исх.№ МБ-878 от 23.10.2014г направляю технические условия для проектирования разделов АСУ ТП кустовых площадок следующих кустовых площадок:

- Тайлаковского м.р. КП №№ 8-б, 29-б, 30-б, 42-б, 56-б, 68, 117, 134, 151;
- Аганского м.р. КП №№ 34-б, 157, 176;
- Ватинского м.р. КП №№ 4-б, 280, 281, 282;
- Западно-Асомкинского м.р. КП №№ 63, 75, 86, 91, 96, 99;
- Западно-Усть-Балыкского м.р. КП № 46;
- Мегионского м.р. КП № 64;
- Северо-Покурского м.р. КП №№ 117, 119;
- Покамасовского м.р. КП № 61.

Приложение:

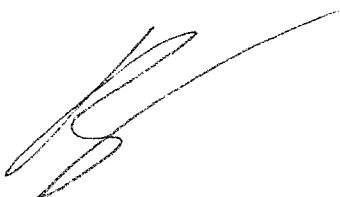
Технические условия

390 л.

Начальник отдела

С.В. Наливайко

П.В. Коваленко  
тел. 4-19-76





# **ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ**

## **ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП ДЛЯ ОБЪЕКТА**

### **«ОБУСТРОЙСТВО ЗАПАДНО-АСОМКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 75».**

#### **1. Основные технические решения**

Проектом предусмотреть комплексную автоматизацию «Обустройство Западно-Асомкинского месторождения нефти. Куст скважин 75», обеспечивающую централизацию управления с использованием современных средств контроля и автоматического регулирования на базе микропроцессорной техники, высоконадежных электронных устройств и аппаратуры, позволяющих осуществлять управление, защитные блокировки и сигнализацию в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Определение основных технических условий для проектирования автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) произведено на основании и с учетом следующих материалов:

- ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;
- СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства»;
- СНиП 3.05.07-85 «Системы автоматизации»;
- СНиП 21-01-97\* «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- ВНТП 03/170/567-87 «Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса»;
- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
- НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности»;
- СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций»;
- СП 60.13330.2012 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха»;
- ТУ-газ-86 «Требования к установке сигнализаторов и газоанализаторов»;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- Федеральный закон №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

Основной целью создания АСУ ТП является повышение эффективности производства за счет:

- повышения качества и безопасности ведения технологических процессов;
- повышения надежности управления технологическими объектами;
- повышения точности измерения технологических параметров;
- повышения оперативности действий обслуживающего персонала;
- снижение затрат на обслуживание технологического оборудования;
- снижение затрат на ведение технологических процессов;
- повышение безопасности производства, улучшения экологической обстановки за счет сокращения потерь нефти и газа.

#### **2. Объекты АСУ ТП**

В число технологических объектов охватываемых АСУ ТП входят:

*Куст скважин № 75 в составе:*

- замерная установка АГЗУ;

- скважины с насосами ЭЦН;
- блок гребенок БГ;
- блок дозирования хим.реагента;
- система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин.

### 3. Структура АСУ ТП

Настоящим разделом предусматривается создание АСУ ТП для объекта «Обустройство Западно-Асомкинского месторождения нефти. Куст скважин 75» с использованием станции телемеханики СТК-ZK с встроенным мастер-контроллером СТМ ZKM, вывод информации осуществить в существующий диспетчерский пункт на АРМ оператора ТМ, установленный АБК НГП - 5 Западно-Асомкинского месторождения Аганского НГДУ с использованием системы телемеханики «АДКУ 2000+», разработки «ПКБ АСУ-Нефть» г.Тюмень.

Передача данных осуществляется по радиоканалу с применением радиостанции Motorola GM-340, с установкой в шкафу управления блока автоматики. Принятая степень автоматизации обуславливается рассредоточенностью объектов на территории месторождения и наличием необходимых средств контроля и управления.

В соответствии с принятой концепцией создания системы управления с применением вычислительной техники, проектируемая АСУ ТП строится по двухуровневому иерархическому принципу.

#### 1. Нижний уровень системы управления в составе:

Нижний уровень – это уровень управления территориально-распределенными технологическими объектами (куст скважин). Нижний уровень включает в себя элементы местной автоматики и локальные системы контроля и управления технологическими объектами на базе терминальных и микропроцессорных контроллеров. Для связи с системой ТМ необходимо применить станцию телемеханики СТК-ZK с встроенным мастер-контроллером СТМ ZKM, с установкой блоке местной автоматики на кустовой площадке.

Данное оборудование обеспечивает:

- сбор и первичную обработку технологических данных;
- обмен информацией с верхним уровнем управления;
- управление технологическими объектами на основе собранной информации и команд, поступающих с верхнего уровня управления или от оператора-технолога.

На верхний уровень с объектов кустовой площадки передается необходимая информация о значениях технологических параметров и состоянии основных насосных агрегатов.

#### 2. Верхний уровень системы управления:

Верхний уровень - это АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-5 Западно-Асомкинского месторождения Аганского НГДУ.

### 4. Функции АСУ ТП

В соответствии с принятой архитектурой функции, реализуемые АСУ ТП, распределяются по уровням следующим образом:

#### Нижний уровень:

- сбор и первичная обработка технологической информации, поступающей от датчиков и измерительных преобразователей;
- управление технологическим процессом на основе собранной технологической информации и команд, поступивших с верхнего уровня управления;
- обмен информацией (прием и передача) с верхним уровнем управления;
- автотестирование элементов местной автоматики, контроллера.

#### Верхний уровень:

- сбор и концентрация информации о ходе технологического процесса, поступающей от контроллеров нижнего уровня управления;
- внутренняя обработка и хранение информации, формирование базы данных;
- индикация и регистрация информации, реализация диалога со специалистами нефтегазодобывающего производства (организация АРМов);
- составление оперативных сводок, отчетных и справочных документов;

- формирование и передача на нижний уровень управляющих воздействий по поддержанию заданных технологических режимов;
  - диагностика работы технологического оборудования, технических и программных средств системы управления.
- Оснащение технологических объектов, охватываемых АСУ ТП (перечень этих объектов приведен выше), датчиками, измерительными преобразователями, станциями управления, исполнительными механизмами и другой аппаратурой предусматривается в объеме, позволяющем осуществить следующие основные функции АСУ ТП по контролю и управлению этими объектами:
- автоматическое регулирование режимных технологических параметров;
  - автоматическое и дистанционное управление приводами основных механизмов, защиты и блокировки при возникновении аварийных ситуаций;
  - индикацию и регистрацию режимных и учетных технологических параметров;
  - сигнализацию аварийную о предельных значениях технологических параметров;
  - сигнализацию предупредительную об отклонениях от нормы режимных технологических параметров;
  - сигнализацию исполнительную о состоянии приводов (включено/отключено) и исполнительных механизмов (открыто/закрыто);
  - контроль параметров, обеспечивающих выполнение требований техники безопасности и охраны окружающей природной среды.

## **5. Объем автоматизации и АСУ ТП**

Объемы автоматизации и АСУ ТП для технологических установок, размещаемых на кустовой площадке № 75:

### **1. Станция управления нефтяной скважиной**

- предусмотреть местный и телемеханический контроль состояния насоса «работает», «не работает» по линии связи:
  - дискретный сигнал типа «сухой контакт» с использованием кабеля типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда»;
- предусмотреть передачу данных с контроллеров станций управлений при помощи:
  - цифрового сигнала типа интерфейс «RS 485» с использованием кабеля типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда»;

### **2. Замерная установка «АГЗУ»**

Замерная установка «АГЗУ» является блочно-комплектным устройством и поставляется с системой контроля и автоматики заводом-изготовителем.

В состав автоматизированной замерной установки входит:

- блок технологический (БТ);
- блок аппаратный (БА).

В состав блока аппаратного входят:

- станция телемеханики СТК-ZK с встроенным мастер-контроллером СТМ ZKM и силовой частью (разработка ЗАО НПО «Интротест»);
- станция управления АГЗУ (разработка завода-изготовителя)

Станция телемеханики СТК-ZK включает в себя:

- микроконтроллер «СТМ-ZKM»;
- блок эл. питания контроллера
- блок эл. питания радиостанции;
- радиостанция Motorola GM 340
- разъемы интерфейсные.

**Приложение № 1,1:**

**Станция СТК-ZK и габаритно присоединительные размеры – 1 лист.**

Станция управления АГЗУ обеспечивает измерение параметров и выполнение следующих функций контролируемых сигналов передаваемых по интерфейсу RS-485:

- поочередное измерение расхода компонент рабочей среды подключенных скважин;
- автоматическое и ручное управление процессом измерения;

- вычисление и отображение на дисплее контроллера управления установкой (далее – КУ), архивирование в энергонезависимой памяти (далее – ЭНП) КУ сроком не менее 32 суток и выдача по запросу оператора на ДП следующей измерительной информации (далее – ИИ);
- текущие показания датчиков;
- временные показатели каждого единичного замера (наполнение ИК, опорожнение ИК, общее время цикла замера);
- расчеты массового расхода жидкости (нефть и вода) по каждой подключаемой скважине (как по единичным замерам, так и общего усредненного значения), приведенные к нормальным условиям;
- исходные первичные данные (константы) для расчетов замера (параметры установки, параметры скважин);
- автоматическое запоминание, архивирование, хранение, отображение на дисплее КУ и передача на ДП по запросу оператора (в соответствии с согласованным протоколом обмена) следующей сигнальной информации (далее – СИ):
  - 1) Аварийные сигналы:
    - выход рабочего давления установки за предельные значения;
    - загазованность 20% в БТ;
    - предельная загазованность 40% в БТ;
    - отказ в исполнении команд на переключение ПСМ;
    - низкое газосодержание в смеси (отсутствие полного вытеснения жидкости из ИК за лимитированный промежуток времени);
    - отказ любого из датчиков (только для датчиков с токовыми выходными сигналами);
    - выход расхода жидкости за пределы диапазона измерений;
    - выход температуры в БА за пределы лимитированного диапазона;
    - выход температуры в БТ за пределы лимитированного диапазона.
  - 2) Информация о текущем состоянии установки или ее отдельных элементов:
    - несанкционированный доступ в установку (БА или БТ);
    - положение КПЭ («открыт», «закрыт», в промежуточном положении);
    - положение ПСМ;
    - номер скважины на замере;
    - текущий режим работы установки (автоматическое управление, ручное управление, единичное измерение).

Объемы автоматизации, предусматриваемые дополнительно:

- контроль давления на выходном коллекторе;
- контроль температуры воздуха в БТ;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БТ.
- контроль температуры воздуха в БА;
- контроль состояния обогревателя воздуха в БА.

### **3. Блок гребенок БГ**

Проектом предусмотреть:

- блок гребенок без использования: электрообогрева, принудительной вытяжной вентиляции и сигнализаторов загазованности;
- измерение расхода рабочего агента с применением расходомеров-счетчиков типа ДРС-М в комплекте с регистратором Тура ТД0004,
- контроль давления рабочего агента с применением преобразователя давления с вых. (4-20 мА);
- вывод на ТМ показаний давления и учета расхода рабочего агента по каждой скважине отдельно;
- вторичное оборудование - регистратор Тура ТД0004 разместить в проектируемом блоке автоматики (БА) КП – 75.

### **4. Система контроля электрообогрева обратных клапанов нефтедобывающих скважин**

Проектом предусмотреть:

- систему электрообогрева на базе силового шкафа «ШСАУЭ-УМ» компании ЗАО «Арктические технологии»;
- электрообогрев оборудования на базе саморегулирующегося кабеля и нагревателей «Квинтекс» системы «АРКТЕХ» с ресурсом 20 лет.;
- вывод информации в систему телемеханики АДКУ-2000+ состояния коммутационной аппаратуры управляющей вкл./выкл. обогревателей обратных клапанов;

- вывод информации о состоянии каждого объекта обогрева вывести на систему ТМ посредством кабельных линий с блок-контактов магнитных пускателей проектируемого шкафа управления электрообогревом «ШСАУЭ-УМ».
  - расположение шкафа управления электрообогревом на площадке обслуживания КТПН.
  - использование шкафа управления в климатическом исполнении от -50 до +50 С со степенью защиты IP 65.
  - точку подключения для питания системы электрообогрева в КТПН.
- В БА установить клеммную коробку для подключения ТСС электрообогрева обратных клапанов к кустовому контроллеру системы телемеханики.
- Электроснабжение системы электрообогрева выполнить согласно ТУ, выданных электроснабжающей организацией.

#### **5. Установка дозирования химреагентов УДХ**

Установка дозирования химреагентов УДХ является блочно-комплектным устройством и поставляется с системой контроля и автоматики заводом-изготовителем.

В составе установки предусмотреть шкаф управления ПКБ.548 010. 000 разработки ЗАО «ПКБ АСУ-нефть» г. Тюмень, который обеспечивает измерение параметров и выполнение следующих функций контролируемых сигналов передаваемых по интерфейсу RS-485 (стандартный протокол MODBUS) на диспетчерский пункт:

- контроль за состоянием дозировочных насосов;
- контроль текущего уровня реагента;
- контроль температуры химреагента;
- контроль температуры в блоке;
- контроль загазованности;
- сигнал о состоянии силового электрооборудования;
- сигнал о несанкционированном доступе;
- сигнал о пожаре в блоке;

#### **6. Технические средства АСУ ТП**

##### **Куст скважин 75.**

Предусмотреть максимальное использование блочного автоматизированного оборудования заводской поставки. Автоматика этих блоков должна быть выполнена с применением электрических приборов и средств автоматизации, поставляемых комплектно с блоками.

Все приборы и средства автоматизации должны иметь сертификаты соответствия и разрешения Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору на применение.

Все средства измерения должны иметь Сертификаты об утверждении типа средства измерения, внесены в государственный реестр средств измерения, иметь Разрешение на применение во взрывоопасных зонах, согласно ПУЭ».

Все применяемые в проекте датчики, преобразователи, исполнительные механизмы, должны быть выполнены только электрическими, применяемые датчики и измерительные преобразователи должны иметь унифицированные выходные сигналы с одним из следующих параметров:

- аналоговые (токовые 4-20 мА) для контроля и регулирования режимных технологических параметров;
- частотно-импульсные сигналы для контроля учетных технологических параметров;
- дискретные типа «сухой контакт», для сигнализации предельных значений технологических параметров.

На наружных установках класса В-1г и в помещениях класса В-1а электрические датчики и сигнализаторы должны иметь взрывозащищенное исполнение или искробезопасные цепи.

##### **Контроль давления**

Для местного измерения давления применить манометры показывающие «МПЗ-У» и «МП4-У», ОАО «Манотомь» г. Томск.

Дистанционное измерение и сигнализация давления выполнить взрывозащищенными малогабаритными датчиками давления с индикацией типа JUMO dTRANS p02.

#### **Контроль уровня**

Для дистанционной сигнализации уровня в дренажной емкости и емкости дождевых стоков применить Преобразователь магнитный поплавковый «ГМП-052», НПП "СЕНСОР" г. Заречный.

#### **Контроль доступа в БТ и БА**

Для обеспечения контроля доступа в блок технологический применить выключатель путевой (ВПК-2110 или аналогичный).

Для обеспечения контроля доступа в блок автоматики применить выключатель концевой герконовый (СКВ-02 или аналогичный).

Выключатели расположить на входных дверях БТ и БА, сигналы об открытии/закрытии дверей вывести на верхний уровень (система телемеханики АДКУ-2000+) в режиме реального времени, посредством СТМ-ZKM.

#### **Контроль за состоянием обогрева воздуха БТ и БА**

Для дистанционного контроля за состоянием обогрева воздуха в блоке технологическом и блоке автоматики, предусмотреть вывод значений температуры (использовать ТСМУ 0104 -50 +100 С) и состояния обогревателя (использовать «сухие» контакты магнитного пускателя) на верхний уровень в режиме реального времени, посредством СТМ-ZKM.

Реализовать автоматический режим поддержания температурного режима в БТ и БА, обеспечить вывод показаний температуры в технологическом блоке (применить двухканальный регулятор ИРТ 5501 производства фирмы «Элемер»).

#### **Приложение №1,2:**

*Автоматизированная система отопления БМА/АГЗУ. Схема внешних соединений – 1 лист.*

#### **Обеспечение взрывозащищенности**

Приборы и аппаратура, установленные в помещениях класса В-1а и на наружных установках класса В-1г должны иметь взрывозащищенное исполнение типа "взрывонепроницаемая оболочка".

#### **Электропитание технических средств АСУ ТП**

Для электропитания шкафов и средств автоматизации используется переменный ток напряжением 220 В и частотой 50 Гц. Предусмотреть возможность подключения дополнительных электропотребителей мощностью до 3 кВт с применением автоматических выключателей. Подвод электропитания предусмотрен электротехнической частью проекта.

#### **Кабельная продукция для средств АСУ ТП**

Для электропитания и в качестве соединительных линий средств автоматизации применить универсальный кабель типа «ГЕРДА-КВ» производства НПП «Герда». Для предохранения и защиты кабеля, проводов, гибких шлангов и др., от химического и механического повреждения, воздействия влаги и солнечного излучения применить герметичный металлорукав типа ГЕРДА-МГ.

### **7. Пожарная сигнализация**

Пожарная сигнализация должна соответствовать требованиям пожарной безопасности согласно:

- НПБ 88-2001\*. Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования.
- СНиП 21-01-97\* «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- ВНТП 03/170/567-87 «Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса»;
- НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности».

Оборудование пожарной сигнализации должно иметь сертификаты соответствия и сертификаты пожарной безопасности.

## 8. Объем пожарной сигнализации

Предусмотреть автоматическую пожарную сигнализацию кустовой площадки № 75:

- замерная установка (БТ);
- блок аппаратурный (БА);

В блоке технологическом автоматизированной замерной установки предусмотреть взрывозащищенные пожарные извещатели типа «ИП 103-2/1-70», ручной пожарный взрывозащищенный извещатель типа «ИП-535-07е» Перед входом в блок технологический установить светозвуковой оповещатель типа «ВС-3-12В».

В блоке установки дозирования химреагентов предусмотреть взрывозащищенные пожарные извещатели типа «ИП 103-2/1-70», ручной пожарный взрывозащищенный извещатель типа «ИП-535-07е» Перед входом в блок дозирования установить светозвуковой оповещатель типа «ВС-3-12В».

В блоке аппаратурном поставляемом в комплекте с замерной установкой предусмотреть пожарные извещатели типа «ИП 212-3СУ», извещатель пожарный ручной «ИПР-3СУ». Перед входом в блок аппаратурный предусмотреть светозвуковой оповещатель типа «ВС-3-12В». Шлейфы пожарной сигнализации вывести на прибор приемно-контрольный «Сигнал-20М», установленный в помещении блока автоматики и связи в соответствии с НПБ 88-2001\*. В качестве резервированного источника питания применить блок питания «РИП-12»

Оборудование пожарной сигнализации должно иметь сертификаты соответствия и сертификаты пожарной безопасности.

Сеть пожарной сигнализации внутри помещений выполняется кабелем огнестойким для пожарной и охранной сигнализации типа КУИН-СП, во взрывоопасных помещениях кабели прокладываются в водогазопроводных трубах

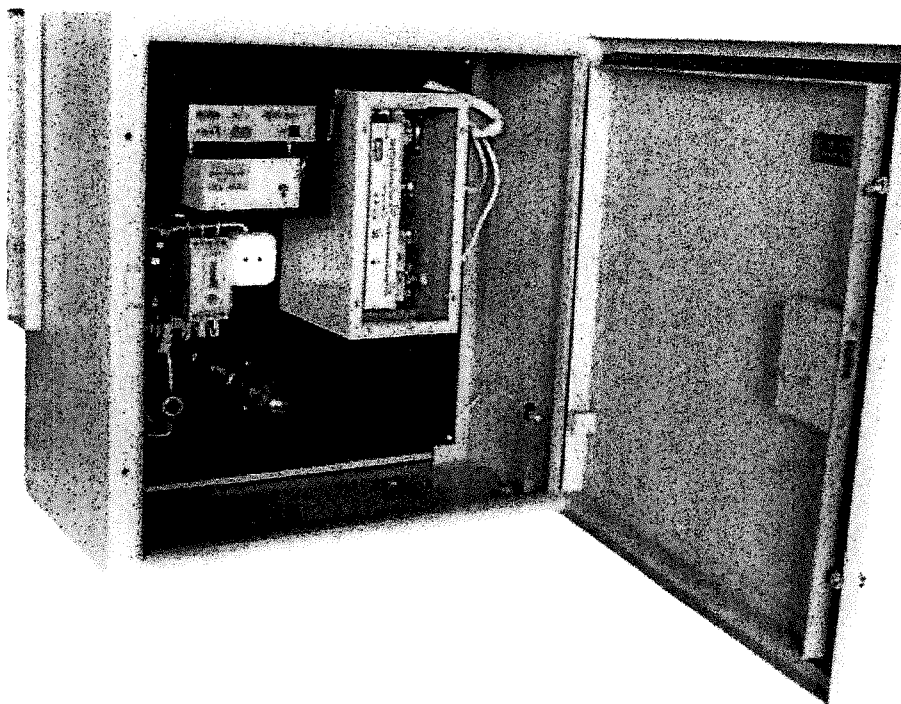
Тревожный сигнал «ПОЖАР» вывести на контроллер станции управления АГЗУ, установленный в помещении блока аппаратурного и далее посредством СТМ-ZKM передать на АРМ оператора ТМ, установленный в АБК НГП-5 Западно-Асомкинского месторождения Аганского НГДУ. Тревожный сигнал «Пожар» должен выводиться с расшифровкой направления (шлейфа).

Срок действия «Технических условий по автоматизации и АСУ ТП «Обустройство Западно-Асомкинского м/р. Куст скважин № 75.» до 28.10.2015г.

Начальник ОА



С.В. Наливайко



**Станция СТК-ZK реализует:**

- Сбор и первичную обработку информации о состоянии периферийных объектов, агрегатов, насосов;
- Телеуправление объектами;
- Передачу информации на диспетчерский пульт по радиоканалу или проводной линии связи;
- Ручное управление отдельными агрегатами.

Станция СТК-ZK содержит:

- Отсек телемеханики, в котором расположены: контроллер СТМ-ZKM, УКВ радиостанция типа Motorola GM 340, автоматические выключатели "Общий", "ГЗУ ГП", и источник питания 24В, 50Гц;
- Отсек подключения цепей, в котором расположены: блоки зажимов для подключения внешних цепей, магнитный пускатель ГП, автоматические выключатели "Вентилятор ГЗУ", "Обогрев ГЗУ", "Освещение ГЗУ", "Обогрев ГБ", "Освещение ГБ".

Конструкция станции предусматривает возможность отдельного доступа в отсек телемеханики и в отсек подключения цепей. Дверь в отсек телемеханики снабжена замком повышенной секретности.

Станция устанавливается в блок автоматики на платформу размером 700 x 150 x 3 мм, прикрепляемую к любой вертикальной опоре.

В модифицированных вариантах СТК-ZK может быть применена в качестве периферийного терминала для телемеханизации объектов энерго-, водо- и теплоснабжения и для телемеханизации объектов транспортировки нефти, газа и других продуктов.

**Технические характеристики:**

Габариты станции, мм, не более: 750 x 650 x 300

Масса, кг, не более: 40

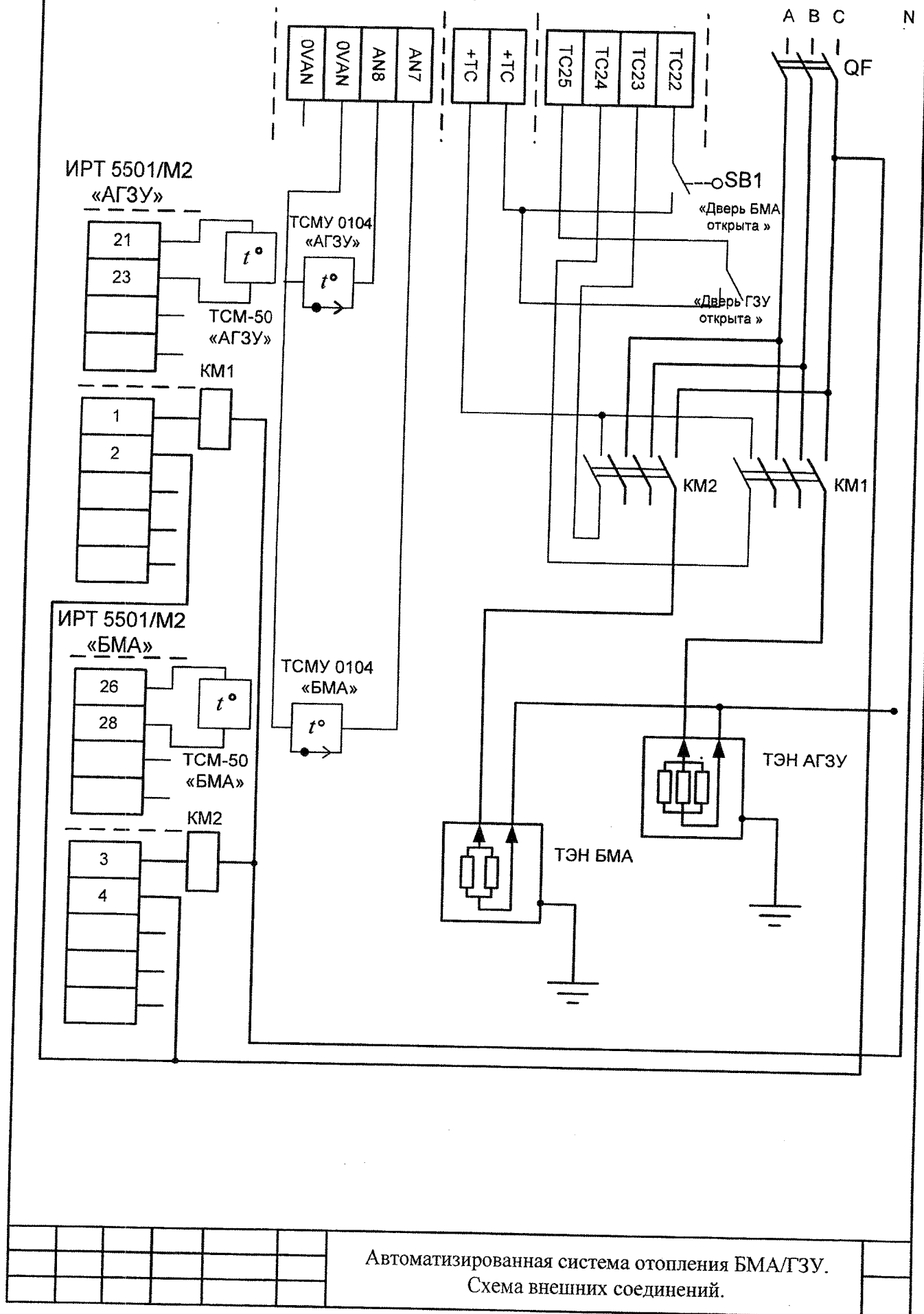
Рабочая температура, °С: от -40 до +70

Потребляемая мощность, ВА: 80

Коммутируемая мощность, кВА: 5



Разъем X1 «Объект»  
контроллера СТМ



Автоматизированная система отопления БМА/ГЗУ.  
Схема внешних соединений.



Российская Федерация  
Ханты-Мансийский автономный округ – «Югра»  
город Мегион  
Общество с ограниченной ответственностью  
**«АВТОМАТИЗАЦИЯ и СВЯЗЬ-СЕРВИС»**

628600, Российская Федерация  
Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Нижневартовск  
Западный промышленный узел,  
Панель 4, ул. Индустриальная, д.85, строение 17  
телефон (34643) 4-14-44  
факс (34643) 4-14-04  
E-mail: [ais-s@mail.ru](mailto:ais-s@mail.ru)

ИНН / КПП 8605016748 / 860301001  
р/с 40702810200290002702  
в ОАО «УРАЛСИБ» г. Москва  
к/с 30101810100000000787  
БИК 044525787

Исх. № 1К 2180/03

« 29 » 10 2014г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ  
ПО ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РАДИОСВЯЗИ ДЛЯ  
ОБЪЕКТА ОБУСТРОЙСТВО ЗАПАДНО-АСОМКИНСКОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ. КУСТ СКВАЖИН № 75.**

**1. Радиоканал АСУ ТП**

Канал передачи данных между компьютером ТМ, установленным в АБК НГП-5 Западно-Асомкинского месторождения нефти. Аганского НГДУ и кустовыми контроллерами реализовать по радиоканалу при помощи радиостанции Motorola GM 340. На кустовой площадке радиостанция Motorola GM - 340 устанавливается в блоке аппаратурном - в станцию телемеханики СТК-ZK с встроенным мастер-контроллером СТМ ZKM и силовой частью.

Предусмотреть размещение АФУ на прожекторной мачте.

Прожекторную мачту расположить не далее 5м. от площадки с установленным БА.

При невозможности расположения прожекторной мачты в соответствии с вышеуказанным, АФУ разместить на антенной мачте, входящей в комплект БА.

Передачу сигналов по радиоканалу УКВ осуществить через центральную радиостанцию (БС-1) в диспетчерский пункт контроля и управления.

В качестве радиостанции на БС-1 применить Motorola «GM-340». Рабочая частота 402,7250 МГц. Радиостанция установлена в АБК НГП-5 Западно-Асомкинского месторождения нефти. Аганского НГДУ. АФУ БС-1 расположена снаружи здания на высоте 23 метров. Коэффициент усиления антенны 9 дБ. Существующая базовая станция БС-1 обеспечивает передачу данных к существующему АРМ оператора АСУ ТП по существующему кабелю RS-232.

При размещении антенн необходимо учитывать следующие факторы:

- антенну необходимо располагать в стороне от отражающих объектов;
  - от больших по размерам препятствий антенная мачта должна быть удалена на расстояние, превышающее три-пять её высот;
  - расстояние от антенны до металлических предметов должно быть не менее двух длин волн.
- Высоту подвеса оборудования АФУ предусмотреть расчетом профиля от диспетчерского пункта телемеханики до кустовой площадки с учетом качественных показателей предложенного оборудования.

Монтаж и установку радиостанций, антенных устройств необходимо производить согласно технической документации фирмы-изготовителя с соблюдением соответствующих норм и правил техники безопасности.

Питание радиостанций осуществляется от сети 220 В, 50 Гц, через блок питания со встроенным аккумулятором.

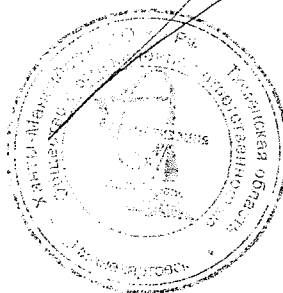
*Неотъемлемой частью раздела «Радиоканал для АСУ ТП» является - Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов № 06-000274 от 06.04.2006 срок действия до 05.04.2016г.*

*1 экз. 4 листа.*

Срок действия «Технических условий по организации технологической радиосвязи для объекта «Обустройство Западно-Асомкинского м/р. Куст скважин № 75.» до «19» 10 2015г.

Генеральный директор

А.В. Курчук





МИНИСТЕРСТВО  
ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ  
И СВЯЗИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
СВЯЗИ  
(РОССВЯЗЬ)

ул. Тверская, 7, Москва, 125375  
Справочная: 771-82-73  
Факс: 771-87-54  
E-mail: mail@minsvyaz.ru

№

на №

**РАЗРЕШЕНИЕ**

на использование радиочастот или радиочастотных каналов

№ 06-000274

От 06.04.2006  
(дата выдачи)

Срок действия до: 05.04.2016  
(дата)

В соответствии со статьей 24 Федерального закона от 07.07.2003 № 126-ФЗ «О связи» Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизация и Связь-Сервис" (далее – пользователь) имеет право на использование радиочастот или радиочастотных каналов при соблюдении необходимых условий использования радиочастот или радиочастотных каналов для радиоэлектронных средств гражданского назначения, установленных в приложении к настоящему разрешению.

Место нахождения (жительства) пользователя: ул. Западная, д.8, город Мегион, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, 628684

ИНН: 8605016748

Служба радиосвязи: сухопутная подвижная

Назначение РЭС: выделенная сеть связи

Район установки РЭС: Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

Основание: заявление от 12.10.2005 № АК-1742/03, решение ГКРЧ от 15.05.1995 № 30/5 и заключение экспертизы о возможности использования радиоэлектронных средств и об их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиоэлектронными средствами от 20.07.2005 № 05-3-009819.

Приложение: Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов на 3 л. в 1 экз.

Руководитель

А.В. Бескороваиный

Примечание: Настоящее разрешение без условий использования радиочастот или радиочастотных каналов недействительно.

## 2. Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов конкретного РЭС.

2.1. Работа абонентских станций разрешается только в пределах зон обслуживания соответствующих базовых станций.

2.2. В зоне действия базовых станций БС-1 и БС-3 разрешается установка абонентских стационарных радиостанций с мощностью излучения до 10 Вт, высотой подвеса антенн до 10 м и коэффициентом усиления антенн до 9 дБ.

2.3. Действие разрешения от 27.06.2003 № 083-05-02/30567 прекращается с момента перерегистрации РЭС.

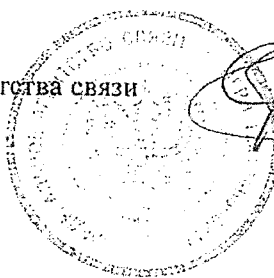
## 3. Частотно-территориальный план радиоэлектронного средства (сети).

Основные технические характеристики оборудования сети		
Типы РЭС	Базовые - VX-2000; абонентские стационарные и возимые - FTL-2011, FTL-7011, GM-350, IC-F621, VX-2000, VX-2000U40, VX-3000, VXR-5000, VXR-7000, носимые - VX-10, VX-800	
Диапазон рабочих частот:	на передачу	401,0 - 406,0 МГц
	на прием	401,0 - 406,0 МГц
Класс излучения:	16K0F1D	
Мощность излучения АС	стационарных - до 10 Вт, возимых - до 10 Вт, носимых - до 2 Вт	

№ РЭС в БД Обозначение в сети	Место установки РЭС, географические координаты (широта, долгота)	Высота подвеса антенны от уровня земли	Кэффи- циент усиления антенны	Азимут главного лепестка / поляриза- ция антен- ны	Мощность несущей на выходе передат- чика (на канал)	№ ка- нала	Частоты	
							передачи БС	приема БС (передачи АС)
	<i>град, мин</i>	<i>м</i>	<i>дБ</i>	<i>град</i>	<i>Вт</i>		<i>МГц</i>	<i>МГц</i>
1335485 БС-1	Сургутский рн, Западно- Асомкинское м/р, ДНС-1 60N54 73E30	23	9,0	0-360/ верти- кальная	10,0		402,7250	402,7250
1335487 БС-2	Нижневартовский рн, Ватинское м/р 61N05 76E05	40	9,0	0-360/ верти- кальная	10,0		402,9750	402,9750
1335488 АС-1	Нижневартовский рн, Ватинское м/р, КНС-3 61N07 75E58	20	9,0	117/ верти- кальная	10,0		402,9750	402,9750
1335489 АС-2	Нижневартовский рн, Ватинское м/р, КНС-4 61N03 76E07	20	9,0	335/ верти- кальная	10,0		402,9750	402,9750

1335524 АС-3	Нижневартовский рн, Ватинское м/р, КНС-5 61N06 76E08	20	9,0	238/ верти- кальная	10,0		402,9750	402,9750
1335525 АС-4	Нефтеюганский рн, Ватинское м/р, КНС-7 61N06 75E55	20	9,0	104/ верти- кальная	10,0		402,9750	402,9750
1335526 АС-5	Нижневартовский рн, Ватинское м/р, КНС-8 61N05 76E06	20	9,0	257/ верти- кальная	10,0		402,9750	402,9750
1335527 БС-3	Сургутский рн, Западно- Асомкинского м/р 60N54 73E30	23	9,0	0-360/ верти- кальная	10,0		402,9750	402,9750

Руководитель  
Федерального агентства связи



А.В. Бескоровайный

## Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов

### 1. Общие условия использования радиочастот или радиочастотных каналов в соответствии с законодательством Российской Федерации и иными правовыми актами.

1.1. Места установки, тип и основные технические характеристики РЭС, а также используемые радиочастоты или радиочастотные каналы должны соответствовать частотно-территориальному плану.

1.2. Ввод РЭС в эксплуатацию должен быть осуществлен пользователем радиочастотным спектром в течение одного года с момента присвоения (назначения) радиочастот или радиочастотных каналов. Продление данного срока не допускается, за исключением РЭС, вводимых в эксплуатацию в районах Крайнего Севера и в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, для которых допускается продление срока ввода в эксплуатацию до двух лет.

1.3. РЭС, используемые в соответствии с настоящим разрешением, подлежат регистрации. Использование РЭС без регистрации не допускается.

1.4. Предоставленное право на использование радиочастот или радиочастотных каналов в соответствии с настоящим разрешением не может быть передано одним пользователем радиочастотным спектром другому пользователю без решения Федерального агентства связи.

1.5. Присвоение (назначение) радиочастот или радиочастотных каналов может быть изменено в интересах обеспечения нужд государственного управления, обороны страны, безопасности государства и обеспечения правопорядка, с возмещением владельцам РЭС убытков, причиненных изменением радиочастоты или радиочастотного канала.

Принудительное изменение радиочастот или радиочастотных каналов пользователя радиочастотным спектром допускается только в целях предотвращения угрозы жизни или здоровью человека и обеспечения безопасности государства, а также в целях выполнения обязательств, вытекающих из международных договоров Российской Федерации.

1.6. Пользователь радиочастотным спектром должен прекратить использование радиочастот или радиочастотных каналов при введении временных ограничений (запретов) на использование радиочастот или радиочастотных каналов, а также работу РЭС на передачу при проведении специальных мероприятий и в чрезвычайных ситуациях.

1.7. Пользователь обязан вносить плату за использование радиочастотного спектра.

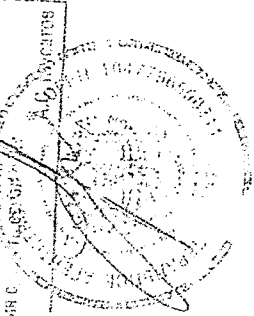
1.8. Продление срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов осуществляется на основании заявления пользователя радиочастотным спектром, которое представляется в Федеральное агентство связи не менее чем за 30 дней до истечения срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

1.9. В случае выявления нарушения условий использования радиочастот или радиочастотных каналов, действие разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов может быть приостановлено Федеральным агентством связи на срок, необходимый для устранения этого нарушения, но не более чем на девяносто дней.

1.10. Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов прекращается или срок действия такого разрешения не продлевается в случае невыполнения пользователем радиочастотным спектром условий, установленных в разрешении на использование радиочастот или радиочастотных каналов, а также по другим основаниям, установленным п. 11 ст. 24 Федерального закона от 07.07.2003 № 126-ФЗ «О связи».

1.11. При наличии в документах, представленных заявителем, недостоверной или искаженной информации, повлиявшей на принятие решения о присвоении (назначении) радиочастот или радиочастотных каналов, Федеральное агентство связи вправе обратиться в суд с требованием о прекращении или неспроделении срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

Всего сброш 10, 1 брошуровано и  
окрашено по цене 1 листа (-13)  
Нам прислано 1 брошуровано  
по цене 1 листа (-13)  
200 руб. 00 коп.





**«Обустройство Западно-Асомкинского месторождения нефти. Куст скважин №75»**  
(полное наименование объекта)

**Российская Федерация, Тюменская область, Ханты – Мансийский автономный округ  
Югры, Сургутский район, Западно-Асомкинский лицензионный участок.**  
(адрес расположения объекта)

<b>№ n/n</b>	<b>Признаки</b>	<b>Идентификация по признакам</b>	<b>Примечание</b>
<b>Куст скважин №75 (технологическое оборудование, сооружения кустов скважин)</b>			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены: -для добычи и замера продукции скважин (нефть, газ, вода); -для закачки пластовой воды в систему ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности – АН и А, ВН и В, ДН и Д соответственно.	В соответствии с главами 7 и 8 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
<b>Нефтебсор от куста скважин №75 до точки врезки в существующую систему</b>			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта продукции скважин до точек врезок в существующую систему сбора продукции скважин	

2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности - АН (узлы установки арматуры)	В соответствии с главой 7 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
<b>Высоконапорный водовод от точки врезки существующей системы до куста скважин №75</b>			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта продукции от существующей системы ППД до БГ кустовой площадки и далее до скважин ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относятся к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности	В соответствии с главой 7

		- АН (узлы установки арматуры)	Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
<b>ВЛ-6кВ на куст скважин №75</b>			
1	Назначение	Электроснабжение проектируемых объектов куста скважин.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относятся к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	Проложены в одном коридоре с нефтегазосборными трубопроводами (опасными производственными объектами).
<b>Автомобильная дорога на куст скважин №75</b>			
1	Назначение	Внутрипромысловые автомобильные дороги – обеспечивают транспортную связь проектируемых сооружений с объектами месторождения	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	Не входят в перечень, приведенный в п.11 статьи 48.1 Градостроительного кодекса РФ
3	Возможность опасных природных процессов и	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства	

	явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относится к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Нормальный	

Начальник ОПМ ДПРиОМ

Д.В. Волков

Западно-Асомкинское месторождение  
Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Пласт БС <sub>10</sub>	Пласт БС <sub>20</sub>	Пласт ЮС <sub>0</sub>	ЮС <sub>1</sub>		ЮС <sub>2</sub>	
	Сортымская	(ресурсы С <sub>3</sub> )	Западно-Асомкинская	Сортымская	Западно-Асомкинская	Сортымская	Западно-Асомкинская
Средняя глубина залегания, м	2450	2806		2926	2901	2990	3000
Тип залежи	Пластово-сводовая,		Литологическая	Пластово-сводовая, литологически экранированная			
Площадь нефтеносности, тыс.м <sup>2</sup>	39488	6443	8930	126330	33812	26000	60800
Тип коллектора	поровый		порово-трещинный	Поровый			
Средняя общая толщина пласта, м	18,7	13	13	24	22	25,5	
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	4,5	3,2	14,4	4	5	2,5	
Коэффициент пористости, доли ед.	0,21	0,16	0,12	0,17	0,17	0,14	
Коэффициент проницаемости, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	190	3	1	26	26	8	
Коэффициент начальной нефтенасыщенности, доли ед.	0,63	0,52	0,75	0,56	0,57	0,72	
Коэффициент объемный нефти	1,08	1,19	1,449	1,19	1,19	1,163	
Коэффициент объемный воды	1	1	1	1	1	1	
Коэффициент объемный газа	0,004	-	-	-	0,0036	-	
Коэффициент песчаности	0,70	0,57	0,46	0,70	0,55	0,21	
Коэффициент расленности	4,2	3,3	5,4	2,5	7	4,5	
Коэффициент вытеснения нефти водой	0,529	0,45	-	0,461	-	0,277	
Коэффициент упругоэласти нефти, 1/ГПа	0,74	-	-	-	1,54	-	
Коэффициент упругоэласти воды, 1/ГПа	0,47	-	-	-	0,4	-	
Коэффициент упругоэласти газа, 1/ГПа	20	-	-	-	40	-	
Коэффициент упругоэласти пород, 1/ГПа	0,685	-	-	-	0,2	-	
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	883	833	817	833	-	868	
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	842	-	817	734	-	-	
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	1012	-	1016	1008	-	-	
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	2,9	-	2,2	0,812	-	-	
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0,4	-	-	-	0,36	-	
Вязкость газа в пластовых условиях, мПа*с	0,157	-	-	-	0,023	-	
Давление начальное, МПа	24,0	-	-	28,8	-	-	
Давление насыщения, МПа	9,1	-	-	-	11,1	-	
Пластовая температура, °С	73	-	-	-	95,4	-	
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	46	10	180	90	84	56	-

## Требования к разработке сметной документации

для проектирования объектов ОАО «Славнефть-Мегнионнефтегаз»

1.	Код региона РФ, зона строительства: – 1,2 зона ХМАО
2.	<p><b>Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Выполнить сметную документацию в соответствии с МДС 81-35.2004 в программном комплексе «ГРАНД-СМЕТА» версия не ниже 5.5.4 (база 2001г. редакция 2010г.) Прямые затраты формируются по составу работ единичных расценок базы ТЕР-2001, ТЕРм-2001, ТЕРп-2001 ХМАО;</li> <li>Сметную стоимость строительства в сводном сметном расчете определить в двух уровнях цен: в базисном уровне – ценах 2001 года, и, в текущем уровне цен на момент выпуска сметной документации, путем применения региональных индексов пересчета базовой стоимости 2001 года</li> <li>Расчет стоимости произвести на каждый объект строительства (подготовительные работы к бурению (устройство площадки и строительство автомобильной дороги отдельно), обустройство кустовой площадки, строительство высоковольтных линий (на каждую линию ВЛ отдельно), строительство нефтесборных сетей и высоконапорных водоводов (отдельно на каждый трубопровод), согласно приложенного формата (Приложение №1).</li> <li>В составе сметной документации предоставить сводный ресурсный расчет. А также сформировать ведомость ресурсов на каждый локальный сметных расчет и по объектам в целом (подготовительные работы к бурению (устройство площадки и строительство автомобильной дороги отдельно), обустройство кустовой площадки, строительство высоковольтных линий (на каждую линию ВЛ отдельно), строительство нефтесборных сетей и высоконапорных водоводов (отдельно на каждый трубопровод), с предоставлением на бумажном носителе и в электронном виде таблицы Excel.</li> <li>Предоставить дополнительно сводную ведомость стоимости оборудования, изделий и материалов по объектам в электронном виде таблицы Excel, с разделением на материалы поставки Подрядчика, поставки Заказчика, на основании «Перечня МТР по номенклатуре ДК ОКС УКС и РО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК», с указанием массы оборудования, изделий и материалов, согласно приложенного формата (Приложение №2).</li> </ul> <p>Материалы поставки подрядчика в текущем уровне цен определять по территориальным сборникам текущих цен на МТР (ТССЦ). Стоимость местных материалов (песок, привозной грунт, щебень и т.д.) в сметной документации необходимо учитывать по данным Поставщиков (прайс-листы).</p> <p>При отсутствии необходимой номенклатуры в территориальных сборниках, стоимость материалов и оборудования принимать по прайс-листам с учетом транспортных и заготовительно-складских расходов с пересчетом в базисный или текущий уровень цен посредством использования регионального индекса изменения стоимости материальных ресурсов и оборудования</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Выполнить расчет стоимости эксплуатации дизельной электростанции при нормативных сроках строительства объектов, согласно ИОС с предоставлением на бумажном носителе и в электронном виде таблицы Excel.</li> <li>Выполнить расчет удельного показателя, согласно приложенного формата, с описанием мощностных и технических характеристик объекта (Приложение №2).</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>Заказчик оставляет за собой право в случае изменений требований в расчетах текущей стоимости строительства объектов направить дополнительные условия формирования стоимости.</li> <li>Сметную документацию предоставить на электронном носителе в программе «Гранд-смета» (расширение *.agr, xml и excel).</li> </ul>
3.	<b>Фактические затраты по 9 главе (в ценах 2001г.)</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Северная надбавка – 70%;</li> <li>Перевозка рабочих свыше 3км - 1,5 %;</li> </ul>
4.	<b>Затраты на строительство временных зданий и сооружений при производстве строительно-монтажных работ для ССР</b>
	Согласно ГСН 81-05-01-2001
5.	<b>Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных работ</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>средства на производство работ в зимнее время согласно ГСН 81-05-02-2007, п.9 таб.4 п. (для стадии ПД и РД);</li> <li>средства на покрытие затрат строительных организаций по добровольному страхованию: МДС-81-35.2004 Приложение 8,п.9.9 в размере 1% (для стадии ПД);</li> <li>борьба с гнусом: МДС-81-35.2004 Приложение 8,п.9.13 в размере 0,1% (для стадии ПД).</li> </ul>
6.	<b>Затраты на осуществление авторского надзора</b>
	МДС-81-35.2004 Приложение 8,п.12.3 в размере -0,2% от итога по главам 1-9 сводного сметного расчета стоимости строительства.
7.	<b>Резерв средств на непредвиденные работы и затраты для ССР</b>
	<p>Резерв средств на непредвиденные работы и затраты определить в соответствии с МДС 81-35.2004 в размере:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>до 2 % для объектов социальной сферы;</li> <li>до 3% для объектов производственного назначения;</li> <li>до 10% для уникальных и особо сложных объектов строительства.</li> </ul>
8.	<b>Карьеры грунта. Стоимость грунта, торфа</b>
	<p>Грунт (песок) - карьер уточнить во время проведения изысканий;</p> <p>Стоимость 1м3 грунта (в ценах 2001г.) – согласно ТСЦ-408-0122;</p> <p>Стоимость 1м3 торфа (в ценах 2001г.)- согласно ТСЦ-407-0021;</p>
9.	<b>Доставка на строительную площадку материалов, конструкций, оборудования</b>
	– от базы УМТС ОАО «СН-МНГ», пос.Высокий
10.	<b>Место вывоза строительного мусора и непригодных материалов полученных от разборки конструкций.</b>
	– полигон ТБО г.Мегион
11.	<b>Особые условия выполнения сметной документации</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Предусмотреть выделение объемов работ в соответствии с согласованными Заказчиком этапами строительства.</li> <li>Предусмотреть в отдельном локальном сметном расчете работы по вырубке леса, заборонке лесопорубочных остатков с выделением подразделов по объектам (нефтеборные сети, высоконапорные водоводы, высоковольтные линии, автомобильная дорога, устройство площадки)</li> <li>Разработать локальные сметные расчеты на пусконаладочные работы КИП и А, сетей электрических.</li> <li>Разработать локальные сметные расчеты на устройство площадки и строительство</li> </ul>

автомобильной дороги отдельно.

- По каждому разделу ЛСР должны быть выделены размеры и суммы накладных расходов и сметной прибыли и итоги с учетом этих затрат;
- При ссылках на техническую часть или вводные указания сборников расценок или другие нормативные документы (коэффициенты учитывающие условия применения ТЕР) в графе «шифр» после номера сборника и расценки указаны ТЧ ВУ и номер соответствующего пункта или таблицы, а при применении коэффициентов, учитывающих условия производства работ (должны быть обоснованы ПОС и указаны в пояснительной записке к сметной документации) в графе «наименование работ и затрат» дополнительно указана величина этого коэффициента, а также сокращенное наименование и пункт нормативного документа;
- В случае исключения или замены ресурсов в единичных расценках, должны быть указаны коды, количественные и стоимостные показатели.

При составлении сметной документации, необходимо руководствоваться следующими требованиями:

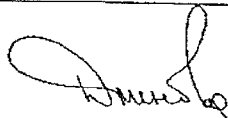
- Монтаж металлоконструкций в локальных сметах расценивать следующим образом: монтаж м/к по ТЕР09, стоимость металлопроката и труб по ТСЦ часть I, изготовление м/к по ТЕРм38;
- при определении стоимости работ по погружению свай из металлической трубы не допускается определять стоимость материалов по расценкам «готовые строительные конструкции». Необходимо использовать расценки на изготовление ТЕР5-01-117, погружение по ТЕР5-01-011 (исключить стоимость шпунта) и отдельной строкой учитывать стоимость труб по ТСЦ часть I.
- При монтаже технологических трубопроводов ТЕРм12 применять расценки «из труб и готовых деталей», с включением развернутой длины этих деталей (фасонных частей) в длину трубопровода, при этом дополнительно расценку на установку фасонных частей не учитывать. Кроме того, не учитывать гидравлическое и пневматическое испытание, т.к. данный вид работ учтен в расценках на укладку (см. тех. часть);
- при составлении смет на монтаж узлов трубопроводов необходимо использовать 19 раздел сборника ТЕРм12, применение расценок на стоимость готовых узлов не допускается!
- при составлении смет на строительство трубопроводов (водоводы, нефтесборы за пределами кустовой площадки) необходимо использовать сборник ТЕР25, узлы на данных трубопроводах расценивать по сборнику ТЕРм12 раздела 19;
- расценку на выдержку под давлением при пневматическом или гидравлическом испытаниях необходимо корректировать понижающими коэффициентами в зависимости от часов выдержки по проекту;
- при составлении смет на строительство опор ВЛ принимать изготовление всех металлических конструкций по сборнику ТЕРм38 и стоимость всех материалов с нормой расхода согласно технической части данного сборника. Применение расценок на стоимость готовых стальных опор не допускается!
- При применении расценок на тепловую изоляцию, необходимо исключать основной ресурс маты или плиты теплоизоляционные и включать отдельной строкой в соответствии с коэффициентом уплотнения к объему теплоизоляции по проекту.



	<ul style="list-style-type: none"> <li>- При покрытии тепловой изоляции не применять расценки с листовым алюминием, так как используется листовая оцинкованная сталь.</li> <li>- Не включать в сметы визуальный контроль стыков, так как эти затраты учтены накладными расходами.</li> <li>- Из расценки на установку манжет по ТЕР25-07-22 необходимо исключать стоимость праймера эпоксидного и манжет, а стоимость манжет учитывать отдельной строкой методом пересчета от текущей стоимости к базисной путем применения регионального индекса на материалы.</li> <li>- На установку втулок применять расценки как на манжеты по ТЕР25-07-22 с исключением стоимости праймера эпоксидного, песка для пескоструйной обработки стыка и манжет, а стоимость втулок учитывать отдельной строкой методом пересчета от текущей стоимости к базисной путем применения регионального индекса на материалы.</li> </ul>
12.	<b>Затраты связанные с уплатой налога на добавленную стоимость</b>
	ФЗ №117 от 07.07.03 г. в размере - 18%

Составил:

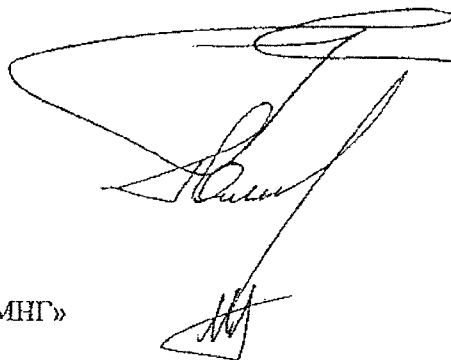
Главный специалист ОЦиПТД по КСиРО/



Е.А. Баландина

**СОГЛАСОВАНО:**

Начальник УКСиРО ОАО «СН-МНГ»



Е.В. Лещенко

Начальник ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



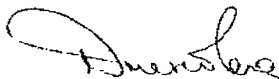
Р.Ю. Галлямов

Начальник ООПИР ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



С.В. Игнатов

Начальник ОЦиПТД по КСиРО



В.А. Дменова